TRAIAN-G. IONESCU
ANIBAL BACIU

REȚELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE



EDITURA TEHNICĂ


SERIA
ELECTRO-
ENERGETICĂ

În seria „ELECTROENERGETICĂ"

au mai apărut:

Happ H.
DIAKOPTICA — METODĂ DE ANALIZĂ A SISTEMELOR COMPLEXE.

Drăgan G. ș.a.
SUPRATENSIUNI INTERNE ÎN SISTEMELE ENERGETICE.

Antoniu I. S. ș.a.
CALCULUL CIRCUITELOR ELECTRICE ÎN REGIMURI NORMALE ȘI ANORMALE DE FUNCȚIONARE. Probleme.

Călin S. Marcus S.
PROTECȚIA PRIN RELEE A SISTEMELOR ELECTRICE. Ediția a II-a.

Tănăsescu Fl., Cramariuc R.
ELECTROSTATICA ÎN TEHNICĂ.

Pololea E.
CALCULUL REGIMURILOR DE FUNCȚIONARE A SISTEMELOR ELECTROENERGETICE.

Pavel E.
ELEMENTE DE ANALIZĂ MODERNĂ A SISTEMELOR ELECTROENERGETICE INTERCONECTATE.

Albert Hermina, Florea I., Iordănescu I.
ALIMENTAREA CU ENERGIE ELECTRICĂ A ÎNTREPRINDERILOR INDUSTRIALE.

Mihăileanu C., Poliog D. M.
GOLURI DE TENSIUNE ÎN SISTEME ELECTROENERGETICE.

Arie A. ș.a.
REȚELE ELECTRICE. CALCULUL MECANIC.

va apărea:

Mathe B. ș.a.
ÎNCERCAREA IZOLAȚIEI ELECTRICE.

REȚELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

Dr. ing. TRAIAN-G. IONESCU
Ing. ANIBAL BACIU

EDITURA TEHNICĂ
BUCUREȘTI

Control ştiinţific: Ing. GEORGETA IONIŢĂ
Redactor: ing. MIHAELA HREAMĂTĂ
Tehnoredactor: ELLY GORUN

Bun de tipar 25.8.81. Coli de tipar 28. C.Z. 621.316.1

c. 38 — I. P. Informaţia
str. Brezoianu 23—25
Bucureşti

DISTRIBUTION ELECTRIC NETWORKS

The steady development of the distribution electric networks, which benefits by an ever greater share within the electroenergetic installations background, the present world power crisis as well as the growing demands on these installations, determins the necessity of a thorough analysis of these networks structures and characteristics.

The work reflects both the evolution of modern technics concerning the development of the distribution electric networks and the utilized new calculation methods, especially stressing the presentation of the physic and theoretic bases of the electric networks calculation. For the dimensioning part of these installations, the authors deal with the calculation of the complex urban and rural networks by means of the graphs theory and of the network equivalents, and the present patterns, algorithms and specific calculation programmes. The work also deals with the problem of the operation safety calculation of these installations, due to the more and more strict conditions required by the consummers' supply with electric power.

Taking into account the power savings, which acquired a great importance under the present conditions of the world energy crisis, a special emphasis is placed on the power and energy losses in these networks as well as on the ways and means of reducing them. For the conception and design studies of the distribution electric networks the work insists on the technic and economic aspects when selecting the modern solutions and methods in order to determine the technic and economic efficiency.

Due to their novel character, the work also tackles the problems of the avoidance of the negative influences between the distribution electric networks and the environment as well as of the modern technologies utilized when exploiting and repairing these networks.

Summary excerpts. The level and structure of the power consumption. Characteristic indexes of the electric power consummers. The development of the electric power demand. The analysis of the structures and characteristics of the distribution electric networks. Modern schemes for transformer substations and points. Calculation hypothesis and principles for the overhead and underground electric networks. Calculation and dimensioning methods for the distribution installations elements. Patterns, algorithms and calculation programmes. Methods for the analysis of the distribution systems structure faults. The calculation of the operation safety, reliability factors. The power and energy losses in the electric networks and the steps taken for their reduction. Neutral grounding. The mutual influences between the electric networks and environment. Present problems of the effective management of the distribution electric networks through the dispatch, the telemechanics of the installations and the methods utilized for the maintenance and repairment of the overhead electric lines under voltage.

The work, being of a high scientific level, is meant for the engineers and technicians who deal with the development, design and exploitation conception of the urban, rural and industrial distribution electric networks, as well as for the students studying the respective subjects at faculties etc.

RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DE DISTRIBUTION

Le dévelopement soutenu des réseaux électriques de distribution, qui a une importance de plus en plus grande dans l'ansamble des installations électroénergétiques, l'actuelle crise énergétique mondiale, ainsi que les exigences toujours acrues qui s'imposent à ces installations déterminent la nécessité d'une analyse détaillée des structures et des caractéristiques de ces réseaux.

Cet oeuvre reflète l'évolution de la technique moderne concernant le dévelopement de réseaux électriques de distribution ainsi que les nouvelles métodes de calcul utilisées, en accentuant en particulier la présentation des bases phisiques et théorétiques du calcul des réseaux électriques. Pour la partie du dimensionement de ces installations, les auteurs s'occupent du calcul des réseaux complexes urbaines et rurales avec l'aide de la théorie des graphes et des équivalents de réseaux et ils présentent des modèles, algorithmes et des programmes de calcul spécifiques. L'oeuvre présente aussi le problème du calcul de la surêté en fonctionement de ces installations, à cause des conditions de plus en plus strictes nécessitées par l'alimentation avec énergie électrique des consommateurs.

Tenant compte de l'économie d'énergie, qui a acquis une importance particulière dans les conditions actuelles de la crise énergétique mondiale, on met un accent spécial sur le problème des pertes de puissance et d'énergie dans ces réseaux ainsi que sur les moyens et modalités de les réduir. Pour les études de conception et design des réseaux électriques de distribution on insiste sur les aspects techniques et économiques du choix des solutions et des méthodes modernes pour établir l'éficience technique et économique.

A cause de leur caractère inédit, on a abordé aussi le problème de l'évitation des influences négatives entre les réseaux électriques de distribution et l'environement, ainsi que des technologies modernes dans l'exploitation et la réparation de ces réseaux.

Extrait du sommaire. Le niveau et la structure de la consommation d'énergie. Indices caractéristiques des consommateurs d'énergie électrique. Le dévelopement de la demande d'énergie électrique. L'analyse des structures et des caractéristiques des réseaux électriques de distribution. Esquisses modernes de sous-stations et points de transformation. Hypothèses et principes de calcul des réseaux électriques aériens et sous-terrains. Méthodes de calcul et le dimensionement des éléments des installations de distribution. Modèles, algorithmes et programmes de calcul. Méthodes pour l'analyse des défauts de structure des systèmes de distrinution. Le calcul de la sécurité du fonctionement, indicateurs de fiabilité. Les pertes de puissance et d'énergie dans les réseaux électriques et les mesures prises pour leur réduction. Traitement du neutre. Influences réciproques entre les réseaux électriques et l'environement. Problèmes actuels de la direction opérative par dispécer des réseaux électriques de distribution, la télémécanique des installations et les métodes utilisées pour l'entretien et la réparation sous tension des lignes électriques aériennes.

Le livre, ayant un niveau scientifique élevé, s'adresse aux ingénieurs et techniciens qui s'occupent de la conception de dévelopement, design et exploitation des réseaux électriques de distribution urbains, rurals et industriels, ainsi qu'aux étudiants des spécialités respectives aux instituts d'enseignement supérieurs, etc.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЕЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Усиленное развитие распределительных электрических сетей приобретает большое значение в совокупности электроэнергетических устройств при актуальном энергетическом мировом кризисе, а также все возрастающие требования к этим устройствам определяют необходимость проведения более детального анализа структуры и характеристики этих сетей.

Настоящая работа отражает как рост современной техники при развитии электрических распределительных сетей, так и использование новых методов вычисления имея в виду в особенности представление физической и теоретической базы вычисления электрических сетей. То, что касается определения размеров этих устройств авторы прорабатывают вычисление городских и сельских комплексных сетей при помощи теории графиков и эквивалентов и представляют специфические модели, алгоритмы и программы вычисления. В работе представлена и проблема вычисления надежности работы этих устройств благодаря все более строгим условиям, требуемым в снабжении потребителей электрической энергией.

Имея в виду экономию энергии, которая приобрела особо важное значение при актуальных условиях мирового энергетического кризиса, большое внимание уделяется вопросам потерь мощности и энергии в этих сетях, а также путям и средствам сокращения этих потерь. Для исследования концепции и проектирования электрических распределительных сетей особое внимание уделяется технико-экономических распределительных сетей особое внимание уделяется технико-экономическим аспектам выбора решений и совершенных методов установления технико-экономической эффективности.

В работе затрагиваются проблемы устранения отрицательных влияний между электрическими распределительными сетями и окружающей средой, а также современной технологии, применяемой в эксплуатации и ремонте этих сетей.

КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ. Уровень и структура потребляемой энергии. Характерные показатели потребителей электрической энергии. Развитие спроса на электрическую энергию. Анализ структуры и характеристик электрических распределительных сетей. Эовременные схемы подстанций и трансформаторных питательных пунктов. Гипотезы и принципы вычисления подземных и воздушных электрических сетей. Методы вычисления и определения размеров элементов распределительных устройств. Модели, алгорифмы и вычислительные программы. Методы для анализа структурных повреждений распределительных систем. Вычисление надежности работы, показатели надежности. Потери мощности и энергии в электрических сетях и меры для их сокращения. Обработка нейтрали. Взаимодействующие влияния между электрическими сетями и окружающей средой. Актуальные задачи оперативного диспетчерского управления распределительных электрических сетей, телемеханизация устройств и методы, использованные для ухода и ремонта под напряжением электрических воздушных линий.

Книга имеет высший научный уровень и предназначена для инженеров и техников, которые занимаются концепцией развития, проектирования и эксплуатации сельских и городских электрических распределительных сетей, а также для студентов высших учебных заведений, соответствующих специальностей и т.д.

ELEKTRISCHE VERTEILERNETZE

Die betonte Entwicklung der elektrischen Verteilernetze, welche ein immer grösseres Gewicht auf die Gesamtheit der elektrischen Einrichtungen legt, die aktuelle energetische Weltkrise wie auch die immerzu anwachsende Strenge, welche man diesen Einrichtungen vorhält, haben das Verlangen einer eingehenden Analyse der Struktur und Karakteristiken dieser Netze zur Folge.

Die Arbeit wiederspiegelt sowohl die Entwicklung der modernen Tehnik im Hinblick auf das Vervielfachen der elektrischen Verteilernetze, wie auch die neu angewendeten Berechnungsmethoden, ganz besonders betont wird der praktische und theoretische Grundsatz der Berechnungen der elektrischen Netze. Für den Teil der Bemessungen dieser Einrichtungen behandeln die Verfasser die Berechnung der komplexen Stadt und Landnetze mit Hilfe der Graphen und der Methoden der gleichwertigen Netze und führen Modelle von Algoritmen und spezifischen Berechnungsprogrammen vor. In der vorliegenden Arbeit werden auch die Berechnungen in Bezug auf das sichere Betreiben dieser Einrichtungen, dank der immer strenger werdenden Bedingungen bei der Speisung der Verbraucher mit elektrischem Storm, in Betracht gezogen.

Im Hinblick auf die Einsparung der Energie, welche in den Unstanden der Energiekrise eine grosse Bedeutung erhielt, wird besonders auf die Kraft und Energieverluste in diesen Netzen hingewiesen wie auch auf die Mittel und Wege zu deren Herabsetzung. Für die Konzeptions und Entwurfsstudien der Verteilernetze wird auf dem tehnischen und ökonomischen Gesichtspunkt der Wahl der Lösungen und der modernen Methoden zur Festsetzung der technischen und ökonomischen Wirksamkeit bestanden. Es werden Probleme mit einem zusammenhängenden Charakter wie das Problem des Ausschaltens der negativen Einflüsse zwischen Verteilerenetzen und Medium wir auch moderne Tehnologien beim Berieb und Instandhalten der Netze, angeschnitten.

Auszug aus dem inhalt. Das Niveau und die Struktur des Energieverbrauches, die kennzeichnenden Indexe der Energieverbraucher, die Steigerung des Enrgiebedarfes, die Analyse der Strukturen und Kennlinien der elektrischen Verteilernetze, neuzeitliche Schemen für Umspannwerke und Trafostationen, Hypothesen und Prinzipien zur Berechnung der Freileitungen und unterirdischen Leitungen, Berechnungsmethoden der Verteilernetzelemente, Modelle, Algoritmen und Berechnungsprogramme, die Methode zur Untersuchung der Betriebssicherheit, Kennziffer der Lebensdauer der Netze, die Kraft und Energieverluste in den elektrischen Netzen und die Massnahmen zu deren Herabsetzung, Behandlung des Nulleiters, die Wechselwirkung zwischen elektrischem Netz und Umgebung, die aktuellen Probleme der operativen Leitung der Verteilernetze mit Hilfe des Dispatchers, Fernsteuerung und Überwachung der Instalationen und Methoden zum Betrieb und zur Instandhaltung der elektrischen Freileitung unter Spannung.

Das Buch auf einem hohen wissenschaftlichen Niveau geschrieben richtet sich an Ingineure und Tehniker, die sich mit der Entwicklungskonzeption, dem Entwurf und dem Betrieb der Verteilernetze für Stadt, Land und Industie befassen, wie auch an die Studenten dieser Fächer und an andere.

PREFAȚĂ

Dezvoltarea accentuată, atît pe plan mondial cît și în țara noastră, a rețelelelor electrice de distribuție, care capătă o pondere tot mai mare în ansamblul instalațiilor electroenergetice, precum și exigențele mereu crescînde ce se impun acestor instalații, au determinat necesitatea unei analize amănunțite a structurilor și caracteristicilor acestor rețele. Actualitatea problemei proiectării, construcției și exploatării rețelelelor electrice de distribuție a căpătat o importanță deosebită, în condițiile actuale ale crizei energetice mondiale. În acest context, rețelele electrice de distribuție trebuie să fie concepute, realizate și exploatate astfel încît să îndeplinească condiții optime sub aspectul economic, al creșterii gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor, micșorării duratei de realizare a lucrărilor, cît și a unor investiții cu cheltuieli de exploatare minime. Toate acestea impun o analiză amănunțită a structurilor și caracteristicilor acestor rețele, necesitînd reconsiderarea unor soluții tradiționale și schimbarea valorilor unor parametri care intră în componența acestor instalații.

În etapa actuală de dezvoltare a sistemului energetic național, deoarece au apărut unele aspecte noi privind economia de energie, s-a dat o extindere mai mare problemelor referitoare la consumurile proprii tehnologice în rețele și celor legate de calculele tehnico-economice în alegerea variantelor de construcție, deoarece acestea sînt pîrghii importante în realizarea obiectivului propus.

În calculele tehnico-economice s-au folosit valori actuale pentru costul energiei de pierderi, atît la barele centralei de echivalare de bază cît și pe diferite nivele de tensiune, plecînd de la ipoteza utilizării combustibilului marginal (păcură la prețul pieții mondiale).

Avînd în vedere implicațiile deosebite ale acestor valori asupra soluțiilor constructive ale rețelelor, s-a abordat problema determinării secțiunii economice a conductoarelor în instalațiile electrice de distribuție 1 ... 110 kV și a regimurilor optime de funcționare a transformatoarelor din stațiile și posturile de transformare.

În lucrare, se prezintă o metodă nouă de analiză a regimurilor de funcționare a rețelelor electrice de distribuție, cu evidențierea defectelor de struc-

tură ale unei rețele, metodă bazată pe echivalenții de sistem, de tip REI-DIMO. Este abordată de asemenea, avînd un caracter inedit, problema influenței reciproce dintre rețelele electrice de distribuție și mediul înconjurător. Sînt prezentate metode, algoritme și programe pentru calculul rețelelor electrice de distribuție, elaborate de autori, conducerea operativă prin dispecer, precum și execuția sub tensiune a lucrărilor de întreținere și reparații.

Lucrarea este structurată în șapte capitole, astfel:

Capitolul 1 cuprinde nivelul și structura consumului de energie electrică, la care trebuie să facă față rețelele electrice de distribuție.

În capitolul 2 se analizează diferite configurații de rețele electrice de distribuție, insistîndu-se asupra soluțiilor noi, care prezintă avantaje tehnice și economice și se consemnează tendințele actuale pe plan mondial, în dezvoltarea acestor rețele.

Capitolul 3 conține metodele generale de calcul și dimensionare a rețelelor electrice de distribuție, prezentîndu-se unele algoritme și metode de calcul mai speciale. Se tratează în cadrul acestui capitol și problema calculului siguranței în funcționarea rețelelor electrice de distribuție.

Capitolul 4 tratează în detaliu problema consumurilor proprii tehnologice în rețele, precum și măsurile de reducere a acestora.

În capitolul 5, destinat tratării neutrului în rețelele electrice de distribuție, se prezintă diferite soluții de tratare, în corelație cu influența acestora asupra siguranței în funcționarea instalațiilor.

Capitolul 6 cuprinde influențele reciproce dintre rețelele electrice de distribuție și mediul încojurător, în legătură cu calculul și măsurile de luat pentru evitarea influențelor negative asupra instalațiilor de telecomunicații, protecția rețelelor de distribuție la supratensiuni, măsuri pentru protejarea pădurilor și terenurilor agricole, precum și pentru evitarea avariilor extinse de sistem.

În capitolul 7 sînt prezentate problemele actuale ale conducerii operative prin dispecer a rețelelor electrice de distribuție, telemecanica instalațiilor precum și metodele utilizate pentru întreținerea și repararea sub tensiune a liniilor electrice aeriene de distribuție.

Contribuția autorilor la această lucrare este:

— Traian-G. Ionescu: capitolele 1—5;

— Anibal Baciu: capitolele 6 și 7.

Lucrarea se adresează cercetătorilor din institutele de specialitate, proiectanților din institutele de proiectare și din atelierele de proiectare ale întreprinderilor de rețele electrice, inginerilor și tehnicienilor care lucrează în unitățile de montaj și de exploatare a instalațiilor electrice și în serviciile energetice din marile combinate și întreprinderi precum și studenților din învățămîntul superior și elevilor de la cursurile de maiștri.

CUPRINS

1. NIVELUL ȘI STUCTURA CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ 15

1.1. **Consumul casnic și edilitar de energie electrică** 17

1.2. **Caracteristicile graficelor de sarcină** 20

1.3. **Determinarea consumului specific de energie și putere electrică pentru consumatorii casnici-edilitari** 25

1.3.1. Definirea mărimilor ce intervin în studiul consumului specific de energie și putere a consumatorilor casnici-edilitari 26

1.3.2. Determinarea sarcinii de calcul prin metode statistice 28

1.3.3. Determinarea sarcinii de calcul în funcție de sarcina medie și de coeficientul de simultaneitate 30

1.3.4. Metoda regresiilor multiple 32

1.4. **Metoda analitică de determinare a consumului specific de energie și putere electrică pe apartament, la consumatorii casnici** 34

1.5. **Determinarea consumului specific de putere și de energie la consumatorii edilitari și social-culturali** 41

1.6. **Coeficienții de simultaneitate pentru determinarea puterii solicitate de un grup de consumatori** 43

1.7. **Sarcinile de calcul ale rețelelor electrice de distribuție determinate global pentru o zonă dată** 45

Bibliografie 46

2. ANALIZA STRUCTURILOR ȘI CARACTERISTICILOR REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE 48

2.1. **Configurația rețelelor electrice de înaltă tensiune** 51

2.2. **Configurația rețelelor electrice de medie tensiune** 56

2.2.1. Schemele rețelelor electrice de medie tensiune 57

2.2.2. Protecții utilizate în rețelele de medie tensiune 75

2.3. **Configurația rețelelor electrice de joasă tensiune** 76

2.3.1. Schemele rețelelor electrice de joasă tensiune 77

2.3.2. Protecții utilizate în rețelele de distribuție de joasă tensiune 92

2.4. **Scheme moderne de stații și de posturi de transformare folosite în rețelele de distribuție** 93

2.4.1. Schemele stațiilor de transformare 93

2.4.2. Scheme de stații de transformare pentru alimentarea unor consumatori importanți 97

2.4.3 Schemele posturilor de transformare 100

Bibliografie 102

3. METODE DE CALCUL ŞI DIMENSIONARE ALE REŢELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUŢIE 104

3.1. **Metode de calcul pentru determinarea circulaţiei de curenţi şi a căderilor de tensiune** 104

3.1.1. Calculul circulaţiei de curenţi şi a căderilor de tensiune în reţelele electrice radiale 104
3.1.2. Dimensionarea liniilor electrice radiale 118
3.1.2.1. Alegerea secţiunii conductoarelor pe baza încălzirii admisibile . . 119
3.1.2.2. Alegerea secţiunii conductoarelor pe baza pierderilor de tensiune . 121
3.1.2.3. Alegerea secţiunii pe baza criteriilor economice 130
3.1.3. Calculul circulaţiei de curenţi şi a căderilor de tensiune în reţelele electrice buclate 149
3.1.4. Calculul circulaţiei de curenţi şi a căderilor de tensiune în reţelele electrice complex buclate 160

3.2. **Determinarea numărului şi a puterii optime a transformatoarelor din staţiile şi posturile de transformare. Determinarea numărului optim de distribuitoare de MT** . . . 167

3.2.1. Determinarea numărului optim de transformatoare în funcţiune şi a optimizării încărcării acestora 167
3.2.2. Determinarea puterii optime a transformatoarelor de distribuţie pe criterii economice şi verificarea capacităţii de supraîncărcare temporară, accidentală sau periodică a acestora 175
3.2.3. Determinarea numărului optim de distribuitoare de MT necesare alimentării posturilor de transformare de MT/JT dintr-o reţea buclată 197

3.3. **Metode de analiză a regimurilor de funcţionare ale reţelelor electrice de distribuţie** . . 200

3.3.1. Utilizarea echivalenţilor de reţea în analiza regimurilor de funcţionare ale reţelelor electrice de distribuţie 201
3.3.2. Determinarea defectelor de structură ale unei reţele electrice de distribuţie. Indicatorii de structură 211

3.4. **Calculul siguranţei în funcţionare a reţelelor electrice de distribuţie** 215

3.4.1. Determinarea indicatorilor de siguranţă pentru reţelele electrice de distribuţie 217
3.4.2. Descrierea modelului matematic 222

Bibliografie 231

4. CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC ÎN REŢELELE ELECTRICE 234

4.1. **Calculul pierderilor de putere şi de energie în reţelele electrice** 237

4.2. **Calculul pierderilor de putere şi de energie în reţelele electrice de distribuţie** 246

4.3. **Metode de determinare a consumurilor proprii tehnologice în reţelele electrice de distribuţie de joasă tensiune** 251

4.3.1. Determinarea consumurilor proprii tehnologice cu ajutorul căderilor de tensiune 252
4.3.2. Determinarea consumurilor tehnologice prin metoda lungimilor echivalente 253
4.3.3. Determinarea consumurilor proprii tehnologice prin metoda lungimilor corectate şi a timpului de pierderi maxim [33] 254
4.3.4. Determinarea consumurilor proprii tehnologice prin metoda statistică . . . 257

4.4. **Calculul pierderilor de putere şi de energie în transformatoare** 259

4.5. **Pierderile prin efect corona la liniile electrice de înaltă tensiune** 261

4.6. **Metode utilizate în exploatare pentru determinarea pierderilor de energie** 276

4.6.1. Calculul pierderilor de energie prin metoda bilanţurilor energetice 276
4.6.2. Calculul pierderilor de energie în funcţie de parametrii electrici şi geometrici ai reţelei 279

4.7. **Normarea consumului tehnologic de energie în reţelele electrice** 287

4.8. **Căile și metodele de reducere a consumului propriu tehnologic în rețele** 292
4.8.1. Influența ridicării nivelului tensiunii asupra pierderilor de energie 300
4.8.2. Repartiția economică a circulației puterilor active și reactive în rețelele electrice 301
4.9. **Compensarea puterii reactive în rețelele de distribuție** 302
4.9.1. Stabilirea amplasamentelor bateriilor de condensatoare 302
4.9.2. Echivalentul energetic al puterii reactive 304
4.9.3. Efectele economice ale compensării puterii reactive 306
4.9.4. Determinarea puterii optime a unei instalații de compensare 307
4.9.5. Repartiția optimă a surselor de putere reactivă 310
Bibliografie 314
TRATAREA NEUTRULUI ÎN REȚELELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE . . 318
5.1. **Stadiul actual al problemei tratării neutrului** 322
5.2. **Fenomenele electrice de bază în rețelele de medie tensiune, în funcție de modul de tratare a neutrului** 323
5.2.1. Calculul impedanțelor circuitului 323
5.2.2. Calculul curentului de defect la pământ și al tensiunilor 329
5.3. **Rețele cu neutrul izolat** 332
5.4. **Rețele cu neutrul legat direct la pământ** 338
5.5. **Rețele cu neutrul legat la pământ prin impedanță** 340
5.5.1. Rețele cu neutrul legat la pământ prin reactanță acordată (bobină de stingere) 340
5.5.2. Rețele cu neutrul legat la pământ prin rezistență 350
5.6. **Utilizarea întreruptorului șunt în rețelele de medie tensiune** 357
5.7. **Studiul supratensiunilor interne în rețelele de medie tensiune, în cazul unei puneri la pământ** 358
5.7.1. Schema echivalentă de calcul 358
5.7.2. Calculul supratensiunilor interne în rețelele cu parametri variabili 361
5.7.3. Calculul supratensiunilor interne în rețelele cu parametri constanți 368
Bibliografie 373
6. INFLUENȚELE RECIPROCE DINTRE REȚELELE ELECTRICE ȘI MEDIUL ÎNCONJURĂTOR 375
6.1. **Influențele supratensiunilor atmosferice asupra rețelelor electrice** 375
6.1.1. Trăznetul și efectele lui 376
6.1.2. Aparate și dispozitive de protecție împotriva supratensiunilor 377
6.1.3. Coordonarea izolației în instalațiile energetice 381
6.1.4. Protecția liniilor electrice de distribuție împotriva supratensiunilor atmosferice 383
6.1.5. Reglementări ale protecției la supratensiuni atmosferice 383
6.2. **Influențele liniilor electrice asupra liniilor de telecomunicații** 385
6.2.1. Măsuri la încrucișările liniilor electrice cu liniile de telecomunicații 385
6.2.2. Măsuri de reducere a influenței paralelismelor liniilor electrice asupra liniilor de telecomunicații 389
6.3. **Influențele liniilor electrice aeriene asupra pădurilor și terenurilor agricole** 391
6.4. **Influențele seismelor asupra rețelelor electrice** 395
6.5. **Influențele viiturilor supra liniilor electrice aeriene la traversări de riuri** 399
6.6. **Avarii extinse ale sistemelor energetice** 399
Bibliografie 403

7. EXPLOATAREA ŞI REPARAREA REŢELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUŢIE 404

7.1. **Conducerea operativă prin dispecer** 404

7.1.1. Treptele ierarhice ale conducerii prin dispecer 406
7.1.2. Dotarea tehnică a procesului de conducere prin dispecer 409

7.2. **Telemecanica staţiilor şi posturilor de transformare** 416

7.2.1. Elemente ce pot fi supuse telemecanizării 419
7.2.2. Echipament de transmitere a informaţiilor de semnalizare *TESECIC* . . . 420
7.2.3. Echipament de transmitere a informaţiilor de semnalizare şi măsură *TELECIN* 422
7.2.4. Bloc de afişare numerică şi de semnalizare *ANOD* 422
7.2.5. Echipament de transmitere a informaţiilor de semnalizare şi măsură de la punctele de alimentare *TELEPAL* 423
7.2.6. Echipament de transmitere a comenzilor şi informaţiilor de semnalizare şi măsură *TELESTAT* 423
7.2.7. Alte sisteme de telemecanică 426

7.3. **Automatizări ale reţelelor electrice de distribuţie** 427

7.3.1. Reglarea automată a tensiunii pe barele de medie tensiune ale staţiilor de transformare 427
7.3.2. Indicator de sesizare a punerilor la pământ *ISP* 429
7.3.3. Instalaţii de anclanşare automată a rezervei *AAR* 430
7.3.4. Dispozitiv de reanclanşare automată rapidă tip *RAR-S* 432
7.3.5. Dispozitiv de reanclanşare automată rapidă tip *RAR-T* 433

7.4. **Execuţia sub tensiune a lucrărilor de întreţinere şi reparare a reţelelor electrice de distribuţie** 436

7.4.1. Condiţii de execuţie sub tensiune a lucrărilor 437
7.4.2. Metode de lucru sub tensiune 438
7.4.3. Principalele lucrări care se pot executa sub tensiune 441
7.4.4. Măsuri tehnice şi organizatorice care se iau la execuţia sub tensiune a lucrărilor 442
7.4.5. Tehnologii, scule şi dispozitive de lucru pentru execuţia sub tensiune a lucrărilor 443

Bibliografie 448

1. NIVELUL ȘI STRUCTURA CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ

Cunoașterea cît mai exactă a stadiului, evoluției și elementelor caracteristice consumului de energie electrică, global și defalcat pe diferite categorii de consumatori, constituie unul din factorii hotărîtori pentru stabilirea corectă a soluției de alimentare cu energie electrică pentru o zonă dată.

În funcție de creșterea sarcinilor și a pretențiilor consumatorilor, în ceea ce privește calitatea și continuitatea în alimentare cu energie electrică, apare periodic necesitatea executării unor lucrări de îmbunătățire a caracteristicilor instalațiilor respective.

Din practica de proiectare din diverse țări, s-a dovedit că, pentru o dimensionare rațională din punct de vedere tehnico-economic a unor asemenea instalații, este necesară stabilirea nivelului de consum actual, un calcul relativ exact pentru următorii 5—10 ani și altul cu o precizie mai mică pentru o perioadă de 15—20 ani [5]. Determinarea creșterii sarcinilor pe ansamblul unui oraș sau regiuni se soluționează, de obicei, folosindu-se datele statistice existente privind consumul anilor anteriori și corelînd consumul viitor programat cu factorii determinanți din regiunea sau orașul respectiv. Acest calcul de ansamblu servește la dimensionarea instalațiilor generale de alimentare (linii de alimentare din sistem, stații de injecție etc.).

Rețelele din interiorul unui oraș alimentează diferite categorii de consumatori, fiecare intervenind cu o pondere mai mcă sau mai mare în valoarea consumului total de energie electrică.

Consumatorii casnici-edilitari din perimetrul locuibil al orașelor se pot grupa, din punct de vedere al structurii consumului de energie electrică, în următoarele categorii :

— consumatori casnici (încălzit, prepararea hranei și a apei calde, iluminat etc.) ;

— iluminat public;

— iluminat general comercial;

— mici consumatori (policlinici, școli elementare și licee, cămine, săli de sport etc.);

— instituții social-culturale de mare importanță, birouri administrative și mari consumatori comerciali;

— mici consumatori industriali racordați direct la rețeaua de distribuție și prestări de servicii pentru populație;

— transport în comun electrificat;

— canalizare cu apă și salubritate.

La studiul consumatorilor urbani de energie electrică trebuie să se determine nu numai nivelul atins în diverse etape ci și regimul de consum al acestora. Alcătuirea graficelor de sarcină constituie o parte integrantă a oricărei cercetări referitoare la consumul de energie electrică. În elaborarea prevederilor de perspectivă un rol important îl joacă analiza și prelucrarea datelor referitoare la o perioadă anterioară cît mai îndelungată.

Din analiza datelor statistice publicate de o serie de țări, în scopul comparării acestora cu cele specifice țării noastre, o primă dificultate o constituie clasificarea diferită a categoriilor de consumatori [6]. În plus trebuie arătat că, în general, nu se găsesc date defalcate pe consumatori urbani și rurali și date generale.

În ceea ce privește densitatea superficială de sarcină care s-ar putea lua ca indicator specific de comparație între diverse țări se consideră, totuși, că și acest indicator nu poate să caracterizeze cu suficientă precizie dezvoltarea consumului de energie electrică dintr-un oraș sau zonă.

În prezent, s-au atins densități superficiale de sarcină într-o gamă foarte largă de valori, de regulă, între 2 și 100 MW/km² pentru zonele urbane, funcție de dezvoltarea industrială și social-culturală a orașului respectiv, de suprafața ocupată de aceasta etc. De exemplu, în New York s-a atins în unele zone centrale peste 100 MW/km², în Dublin — 20 MW/km² în centrul orașului (circa 2 km²) și 9 MW/km² în restul orașului (circa 17 km²).

În Paris, în zona centrală care cuprinde circa 105 km², densitatea medie de sarcină a fost în 1972 de 15 MW/km², iar în zona a doua, care cuprinde circa 950 km², a fost de 5 MW/km². În Londra s-a atins în 1974 o densitatea medie de sarcină de 5,2 MW/km², valoare raportată la întreaga suprafață a orașului.

În Budapesta consumul specific în zona centrală a orașului a fost în 1970 de 3,8 MW/km², cu o creștere medie anuală de 13 %, în zona a doua centrală a înregistrat 0,60 MW/km², cu o creștere medie anuală de 14 %, iar în zona a treia (păduri și parcuri) — 0,45 MW/km², cu o creștere medie anuală de 14,5%.

În orașul București s-a atins, în prezent, o densitate superficială medie de sarcină de circa 4 MW/km².

1.1. CONSUMUL CASNIC ŞI EDILITAR DE ENERGIE ELECTRICĂ

Pe plan mondial se constată o creştere rapidă a consumului de energie electrică. În ultimii 30 de ani, consumul total de energie electrică a crescut de circa 10 ori şi se apreciază că pînă la sfîrşitul secolului va ajunge la 12—14 miliarde MWh/an [7].

Această creştere este determinată de tendinţa generală de progres care se reflectă prin creşterea consumului de energie electrică în diverse ramuri de activitate (industrie, sector casnic, transporturi etc.), situaţie care se caracterizează prin creşterea indicelui de consum de energie electrică pe locuitor şi prin creşterea numărului de locuitori care au nevoie de energie electrică pentru diverse scopuri.

Astfel, consumurile de energie electrică exprimate în kilowattoră pe locuitor, realizate de unele ţări în anul 1970 [8], erau :

Norvegia — 14 750, S.U.A. — 8 162, Finlanda — 5 360, Marea Britanie — 4 154, R.F.G. — 3 961, R.D.G. — 3 603 , R. S. Cehoslovacă — 3 107, Austria — 3 060, U.R.S.S. — 2 823, Franţa — 2 701, Italia — 2 181, R. P. Bulgaria — 2 037, R. P Polonă — 1 827, R. S. România — 1 615, R. P. Ungară — 1 593, R. S. F. Iugoslavia — 1 148.

Comitetul de studii de dezvoltare a aplicaţiilor energiei electrice de pe lîngă Uniunea internaţională a producătorilor şi distribuitorilor de energie electrică (UNIPEDE), în urma anchetei lansată în 1971, a întreprins un studiu de dezvoltare a consumurilor de energie electrică într-un număr de 43 oraşe din 13 ţări din Europa şi un oraş din S.U.A. (Baltimore) din care s-au desprins o serie de concluzii [10] şi anume :

— populaţia din zonele centrale ale oraşelor creşte, în general, pînă se atinge o anumită densitate maximă, de la care se produce o deplasare către marginile oraşului ;

— evoluţia diferitelor consumuri de energie electrică se face în etape, favorizînd mai întîi consumul casnic, apoi cel al altor utilizări (comerţ, birouri şi alte servicii) ; evoluţia consumatorilor industriali este mai lentă ;

— cererea de energie electrică creşte întotdeauna mai repede la periferie decît în centrul oraşului.

În evoluţia consumului total de energie electrică, pe plan mondial, se observă tendinţa generală de creştere precum şi faptul că pentru nici o ţară din lume nu se constată o scădere a ritmului care să indice o eventuală saturaţie. Chiar şi în cazul S.U.A., ţară în care se înregistrează cel mai mare consum global de energie electrică, şi care, în privinţa consumului pe locuitor ocupă locul doi din lume, după datele specialiştilor, tendinţa de saturaţie va apare probabil după anul 2 000 [7].

Concomitent cu creşterea consumului de energie electrică se observă şi o modificare a repartiţiei pe categorii de consumatori [6]. În prezent, principalul consumator de energie electrică este industria, însă ponderea sa faţă de total este în scădere. În schimb consumul casnic-edilitar creşte, ajungîndu-se, de exemplu, ca în S.U.A. gospodăriile să consume peste

32 % din totalul energiei electrice în anul 1975, față de 20 % cît consuma în 1956 [8].

În Marea Britanie consumul casnic a crescut de la 24 % la 35 %, în Austria de la 12 la 20 %, în Franța de la 10 la 16 %, în R.F.G. de la 8 la 17,5 %, în intervalul 1956—1975 [8, 11].

Tendința de dezvoltare a consumului casnic-edilitar manifestată în toate țările, nu poate fi explicată printr-un consum industrial redus, deoarece nivelul de industrializare este în creștere, ci prin ritmul rapid de ridicare a nivelului de trai și a dotării gospodăriilor cu aparate electrice de diferite tipuri.

Și în țara noastră se manifestă aceeași tendință pronunțată de creștere a consumului casnic. Deși consumul total de energie electrică a crescut destul de repede (17 % medie anuală între 1960 și 1965 și 14 % medie anuală între 1965 și 1970), proporția consumului casnic a crescut de la 5,7 % în 1960 la 6,7 % în 1970, cu tendința de a ajunge la 9 % în 1985 și 13 % în jurul anului 2 000 [30].

În fig. 1.1 se prezintă variația consumului casnic de energie electrică pentru orașele din R.S.S. în comparație cu cele din Franța, în funcție de numărul de locuitori. Se observă că nu există nici o relație între consumul specific și mărimea orașului. În legătură cu acest fapt, într-o lucrare de specialitate sovietică [13] se arată că vechiul sistem de stabilire a sarcinilor de calcul în funcție de populația orașului nu este corespunzătoare.

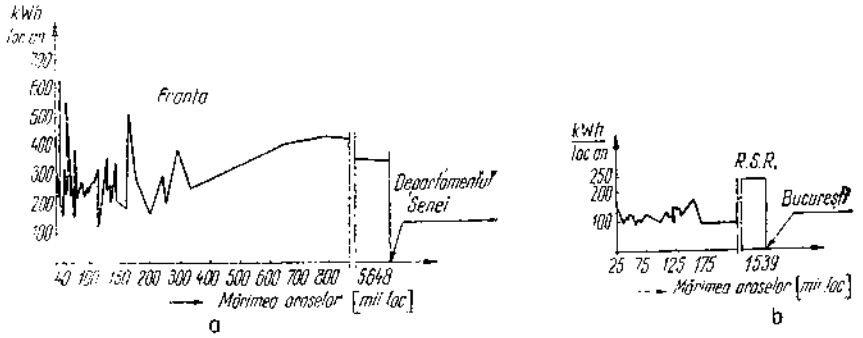


Fig. 1.1. Variația consumului casnic după datele din 1970 pentru :

a — orașele cu peste 40 000 locuitori în Franța; *b* — orașele cu peste 25 000 locuitori în R.S.R.

Din studiile de prognoză a consumurilor specifice raportate pe locuitor, pentru orașele din R.S.R., în perioada 1975—2 000, rezultă o perioadă de dublare a consumului casnic-edilitar la 7,5—9 ani, iar a consumului casnic la 6,5—7,5 ani [4].

În fig. 1.2 sînt trasate curbele de evoluție pentru perioada 1970—2000 a consumurilor medii specifice (raportate pe locuitor) pe țară, pentru

orașele din R.S.R., pentru diferite categorii de consumatori : consum casnic și edilitar, iluminat general comercial și mici consumatori industriali, iluminat public.

Diferența între valorile consumului casnic de energie electrică se înregistrează nu numai pentru orașe diferite, dar chiar în cadrul aceluiași oraș apar diferențe între consumatorii individuali. Cele mai mici consumuri anuale se întîlnesc la locuințele care dispun de încălzire centrală (prin termoficare) sau gaze naturale.

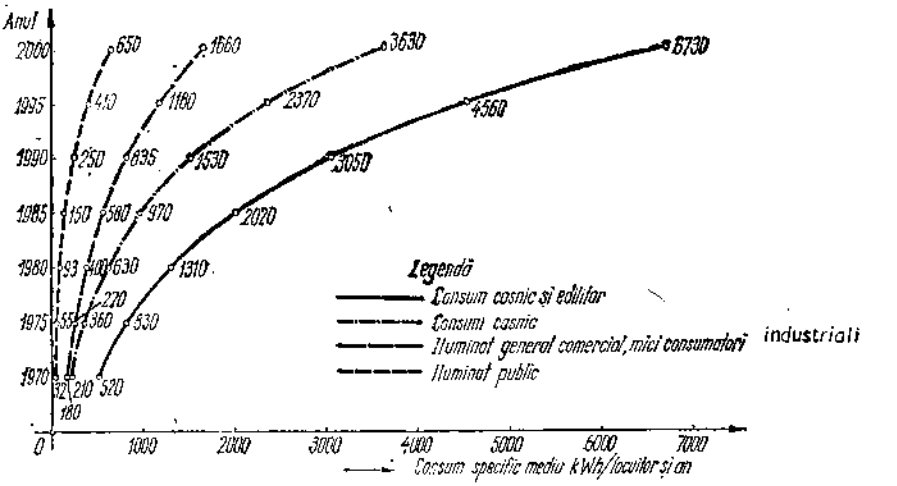


Fig. 1.2. Curbele de evoluție pentru perioada 1970—2000 a consumurilor medii specifice de energie electrică raportate pe locuitor și an pentru orașele din R.S.R. pentru diferite categorii de consumatori.

Problema determinării consumului specific de energie și putere raportat pe apartament, pentru prezent și perspectivă este foarte importantă. Trebuie stabilită puterea P care intră în calculul elementelor din rețeaua de distribuție în funcție de numărul de consumatori și de puterea instalată a unui consumator mediu echivalent.

Pentru stabilirea puterii instalate a consumatorului mediu echivalent este necesară cunoașterea puterilor medii pentru diferite categorii de consumatori. Pentru aceasta trebuie calculate puterile instalate în funcție de mărimea unui apartament, de sistemul de încălzire centrală sau gaze, și de dotarea bucătăriilor (plite electrice, gaze) pentru perioade mai îndelungate de circa 10—15 ani.

Creșterea consumului de energie electrică în gospodăriile individuale se datorește, în special, utilizării pe scară din ce în ce mai largă a diverselor aparate și instalații electrocasnice. Analiza gradului existent și a posibilităților de dezvoltare a dotării cu aparate electrocasnice a abonaților

prezintă o importanță deosebită, întrucît furnizează indicații asupra tendințelor viitoare de consum și asupra formei curbei de sarcină.

Astfel, intervenția masivă a unor receptoare cu un consum mare de energie electrică (instalații electrice de încălzire, mașini electrice de gătit, boilere, condiționarea aerului etc), duce la o creștere importantă a consumului electric în gospodării [15]. Pentru ilustrare s-a reprezentat în fig. 1.3 variația consumului de energie electrică, pentru un apartament cu 4 camere, în funcție de gradul de dotare cu aparate electrocasnice.

Răspîndirea instalațiilor de climatizare este influențată, în special, de condițiile de amplasare geografică, răspîndirea instalațiilor de încălzire electrică a locuințelor și a apei calde — de prezența instalațiilor de termoficare, gaze etc.

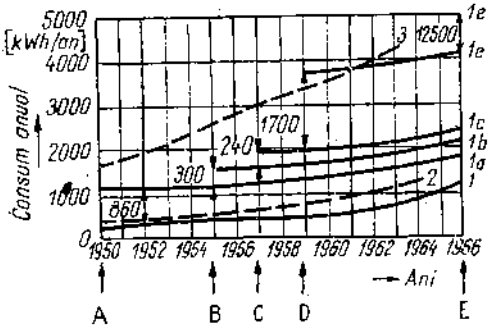


Fig. 1.3. Creșterea consumului de energie electrică pentru o locuință cu patru camere în funcție de nivelul de dotare cu aparate electrocasnice:

1 — consum de energie pentru lumină și aparate mici; *1a* — idem plus mașină de gătit electrică de la data *A*; *1b* — idem *1a* plus frigider de la data *B*; *1c* — idem *1b*; plus mașină de spălat rufe de la data *C*; *1d* — idem *1c* — plus instalație de încălzirea apei de la data *D*; *1e* — idem *1c* plus încălzire electrică; *2* — Consumul mediu de energie electrică (kWh/an) într-o gospodărie din R.F.G.; *3* — idem *2* dar în S.U.A.

În țara noastră s-au făcut anchete la diferiți consumatori pentru stabilirea gradului de dotare existent, cu ocazia studiilor întreprinse pentru determinarea consumurilor de energie electrică pînă în anul 1990, iar în București cu ocazia studiului de trecere la 380/220 V a rețelei de 208/120 V.

Pentru stabilirea dotării cu aparate electrocasnice a consumatorilor se are în vedere, în primul rînd, aparatele și instalațiile cu răspîndire și consum de energie mai mare, precum și cele a căror utilizare mai largă este posibil să apară într-un timp mai scurt. Este evident că în cazul consumatorilor pot exista pentru diverse regiuni, orașe, cartiere, abonați, anumite dispersii ale datelor în jurul unor valori medii.

1.2. CARACTERISTICILE GRAFICELOR DE SARCINĂ

Consumul efectiv de putere din rețeaua electrică a unui consumator prezintă variații mai mult sau mai puțin pronunțate în timp, după orele zilei, de anumite variații orare sau după zilele anului, denumite variații sezoniere. Curbele care redau aceste variații în timp ale puterii active cerute de un consumator sînt curbele de sarcină zilnice și respectiv, curbele de sarcină anuale.

Din curbele de sarcină, pentru un anumit interval de timp, se poate constata că fiecare consumator prezintă un consum maxim de putere (sau vîrf de sarcină), care poate apare o singură dată în intervalul ales, într-o anumită zi și la o anumită oră, sau se poate repeta, cu aceiași valoare, de mai multe ori în timpul perioadei considerate (fig. 1.4). Acest *vîrf de sarcină* reprezintă o mărime importantă pentru dimensionarea instalației de alimentare cu energie electrică a unui consumator.

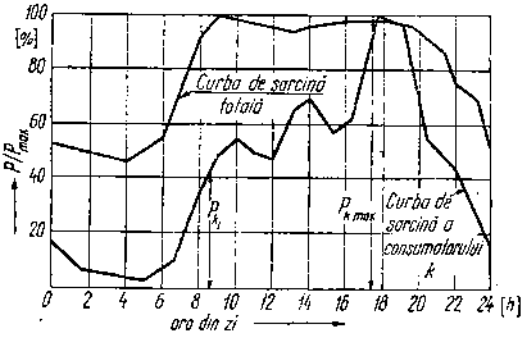


Fig. 1.4. Curbă de sarcină zilnică specifică.

În funcție de perioada de timp considerată se poate defini consumul maxim zilnic, lunar, trimestrial sau anual de putere. În afară de consumul maxim de putere se poate defini și un consum minim pentru același interval de timp.

Din punctul de vedere al calculului rețelelor electrice interesează valorile coeficienților de simultaneitate și de uniformizare ai mai multor consumatori alimentați cu energie electrică din aceiași linie sau rețea electrică.

Se presupune un grup de consumatori alimentați din același post de transformare ale căror curbe de sarcină individuale pentru un interval de timp oarecare (de exemplu o zi) sînt cunoscute. În general, aceste curbe individuale nu vor fi identice, chiar dacă toți consumatorii fac parte din aceiași categorie. Fiecare consumator k ($k = 1, 2, \ldots, n$) este caracterizat prin :

— *puterea instalată* P_{ki},

— *puterea maximă* $P_{k\,max}$,

— *puterea minimă* $P_{k\,min}$.

Se definesc următorii coeficienți care caracterizează curbele de sarcină :

— *Coeficientul de simultaneitate maxim* $k_{S\,max}$, denumit și *factor de participare la curba de sarcină*, reprezintă raportul dintre puterea $P_{k\,max}$ cerută de un consumator individual k la un moment dat și puterea maximă a întregii rețele. El arată, în general, cu cît participă consumatorul respectiv la curba de sarcină totală a rețelei.

$$k_{S\,max} = \frac{P_{k\,max}}{P_{ki}} \cdot \tag{1.1}$$

— *Coeficientul de simultaneitate minim* $k_{S\,min}$ reprezintă raportul dintre puterea minimă $P_{k\,min}$ cerută de un consumator şi puterea maximă a întregii reţele.

$$k_{S\,min} = \frac{P_{k\,min}}{P_{ki}}. \tag{1.2}$$

— *Coeficientul de uniformizare* α_k se defineşte astfel:

$$\alpha_{ki} = \frac{P_{k\,min}}{P_{k\,max}} = \frac{k_{S\,min}}{k_{S\,max}}. \tag{1.3}$$

Prin însumarea curbelor de sarcină individuale, se obţine curba de sarcină rezultantă (totală) a celor N consumatori.

Curba de sarcină totală prezintă o putere maximă $P_{t\,max}$ şi o putere minimă $P_{t\,min}$, deci un coeficient de uniformizare

$$\alpha_t = \frac{P_{t\,min}}{P_{t\,max}}. \tag{1.4}$$

Datorită decalajului de timp al vîrfurilor de sarcină individuale, rezultă

$$P_{t\,max} \leqslant \sum_{k=1}^{N} P_{k\,max}. \tag{1.5}$$

Între puterile minime va exista, din aceleaşi motive, relaţia

$$P_{t\,min} \geqslant \sum_{k=1}^{N} P_{k\,min}. \tag{1.6}$$

Coeficientul de uniformizare se deduce

$$\alpha_t \geqslant \frac{\sum_{k=1}^{N} P_{k\,min}}{\sum_{k=1}^{N} P_{k\,max}}. \tag{1.7}$$

În cazul particular cînd curbele de sarcină individuale au acelaşi coeficient de uniformizare α, însă sarcinile maxime şi minime sînt decalate în timp, rezultă $\alpha_t > \alpha$, adică uniformizarea curbei rezultante se accentuează, aceasta devenind mai aplatisată.

— *Timpul de funcţionare* T_f reprezintă numărul de ore de funcţionare al unei instalaţii într-un interval de timp bine stabilit, în general, un an.

— *Timpul de utilizare a puterii maxime consumate* T_{max}. Timpul de utilizare a puterii active maxime $T_{max\ P}$ se determină cu relația

$$T_{max\ P} = \frac{W_a}{P_{max}} \text{ [h/perioadă]}, \tag{1.8}$$

în care:

W_a este energia electrică activă consumată în timpul de funcționare, în kWh;

P_{max} — puterea activă maximă solicitată în același interval de timp, în kW.

În mod analog se poate defini timpul de utilizare a puterii reactive maxime $T_{max\ Q}$ și a puterii aparente maxime $T_{max\ S}$, astfel:

$$T_{max\ Q} = \frac{W_r}{Q_{max}} \text{ [h/perioadă] și} \tag{1.9}$$

$$T_{max\ S} = \frac{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}}{S_{max}} \text{ [h/perioadă]}. \tag{1.10}$$

Dacă se ia ca bază de funcționare durata unui an calendaristic atunci se va vorbi de timpul de utilizare anual. Aceasta reprezintă numărul convențional de ore în care consumatorul lucrînd cu sarcina maximă constantă, ar folosi o cantitate de energie egală cu cea utilizată real în decursul anului, cu sarcina variabilă în funcție de graficul său de lucru.

— *Coeficientul de utilizare a puterii instalate,* respectiv *a puterii maxime* (k_u, respectiv k_{um}), pentru un receptor sau pentru o grupă de receptoare se definește ca raportul dintre energia electrică activă consumată și puterea activă instalată (maximă) solicitată înmulțită cu timpul de funcționare, astfel:

$$k_{um} = \frac{W_a}{P_{max} T_f} = \frac{P_{med}}{P_{max}} = \frac{T_{max}}{T_f}. \tag{1.11}$$

În fig. 1.5, k_{um} este raportul dintre suprafața de sub curba zilnică de sarcină și suprafața dreptunghiului circumscris.

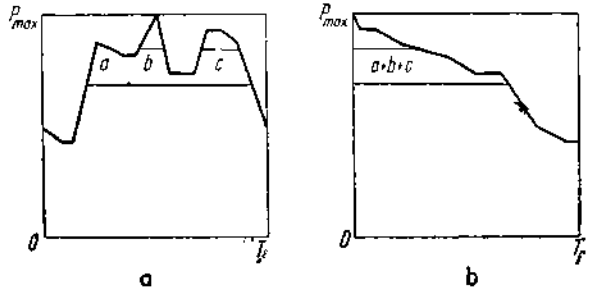


Fig. 1.5. Curbe de sarcină: *a* — curba de sarcină propriu-zisă; *b* — curba clasată a sarcinilor.

— *Coeficientul de formă* k_F al graficului de sarcină al unui grup de receptoare, se definește ca raportul dintre sarcina medie pătratică (I^2_{med}, S^2_{med}) și sarcina medie, considerate în același interval de timp.

$$k_F = \frac{I^2_{med}}{I_{med}} = \frac{S^2_{med}}{S_{med}}. \tag{1.12}$$

Acest coeficient caracterizează neuniformitatea graficului de sarcină, în timp; valoarea sa minimă $k_F = 1$ corespunde unei sarcini constante.

Coeficientul de formă se poate determina în exploatare după indicațiile contoarelor de energie activă și reactivă,

$$k_F = \sqrt{n}\,\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n} W^2_{ai}}}{W_a}, \tag{1.13}$$

unde: W_{ai} este consumul de energie activă în intervalul $\frac{T_f}{n}$;

W_a — consumul de energie activă într-o perioadă T_f, în conformitate cu indicațiile contorului;

n — numărul de intervale în care se divide perioada T_f.

— *Coeficientul de maxim al puterii active* k_M se definește ca raportul dintre sarcina de calcul (P_c sau I_c) și sarcina medie (P_{med}, I_{med}), într-o perioadă de timp

$$k_M = \frac{P_c}{P_{med}} = \frac{I_c}{I_{med}}. \tag{1.14}$$

— *Coeficientul de cerere* k_c al unui grup de receptoare se definește ca raportul dintre sarcina de calcul și sarcina instalată

$$k_c = \frac{P_c}{P_i} = \frac{I_c}{I_i}. \tag{1.15}$$

Pentru determinarea puterii cerute cu ajutorul contoarelor se fac citiri repetate ale consumului de energie la fiecare 10, 15, 30 sau 60 min., într-o anumită perioadă de timp (o zi, o săptămînă etc.).

— *Coeficientul de cerere a puterii de vîrf* k_{cv} se definește ca raportul dintre vîrful de putere activă și puterea instalată

$$k_{cv} = \frac{P_{vîrf}}{P_i}. \tag{1.16}$$

— *Puterea activă medie* P_{med} *consumată de un receptor într-un interval de timp* T_f este dată de raportul dintre energia electrică activă

W_a consumată și durata acestui interval T_f dat :

$$P_{med} = \frac{W_a}{T_f}. \tag{1.17}$$

— *Factorul de putere* $\cos\varphi$. În afara consumului de putere și de energie activă, mai interesează de multe orișisi consumul de putere și energie reactivă.

Pentru puterile reactive solicitate de un consumator pot fi trasate curbele de sarcină zilnice, anuale etc. Din compararea curbelor de sarcină ale puterii active P și ale puterii reactive Q pentru același moment, poate fi dedusă curba de variație în timp a factorului de putere, cu ajutorul formulei

$$\cos\varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}. \tag{1.18}$$

Din înregistrările contoarelor de energie activă și reactivă instalate la consumatori se poate determina, în general, un factor de putere mediu lunar, trimestrial sau anual, pe baza formulei :

$$\cos\varphi_{med} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}}, \tag{1.19}$$

în care W_a și W_r reprezintă consumul de energie activă, respectiv, reactivă în intervalul de timp considerat.

1.3. DETERMINAREA CONSUMULUI SPECIFIC DE ENERGIE ȘI PUTERE ELECTRICĂ PENTRU CONSUMATORII CASNICI-EDILITARI

O prognoză a unui consum de energie electrică trebuie să se bazeze pe doi factori esențiali :

— o cunoaștere a evoluției în trecut a acestui consum pe o perioadă cît mai lungă de timp ;

— o cunoaștere a elementelor ce pot influența acest consum și care depind de politica economică probabilă a consumatorilor respectivi.

În funcție de scopurile acestei prognoze se pot alege metodele adecvate și anume :

— Metodele *globale* bazate pe extrapolarea tendințelor de dezvoltare constatate în timp sau pe corelarea cu indicatori economici sintetici, care permit numai determinarea consumului total de energie pentru zone mari. Consumurile astfel determinate nu pot da nici o indicație cu privire la aspectele specifice locale ale dezvoltării consumatorilor. Din aceste

motive ele nu pot fi utilizate pentru orientarea dezvoltării instalațiilor electrice de distribuție.

— Metodele *analitice* bazate pe tendințele de dotare cu aparate electrocasnice, respectiv pe opțiunea consumatorilor cu privire la purtătorul de energie utilizat sau la posibilitatea utilizării unei forme de energie de către consumatori sînt cele care pot da răspunsul la problema prognozei consumului casnic-edilitar de energie electrică.

Determinarea consumului specific de energie și putere electrică pentru consumatorii casnici-edilitari se poate face în mai multe moduri și anume:

— pe cale experimentală;

— pe cale teoretică;

— pe cale mixtă (în care partea experimentală slujește pentru a furniza valorile necesare modelului matematic).

1.3.1. DEFINIREA MĂRIMILOR CE INTERVIN ÎN STUDIUL CONSUMULUI SPECIFIC DE ENERGIE ȘI PUTERE A CONSUMATORILOR CASNICI-EDILITARI

Se consideră un consumator casnic-edilitar avînd o putere instalată în receptori P_i. Acest consumator are o curbă de sarcină zilnică activă $p(t)$ și o curbă de sarcină reactivă $q(t)$ unde t variază de la 0 la $T_f = 24$ h. Se divide intervalul $T_f = 24$ h în m subintervale de lungime t_1, astfel ca $m \cdot t_1 = T_f$ (în mod uzual t_1 se poate alege 5, 10, 15, 30 sau 60 min).

Se consideră valorile medii ale lui $p(t)$ și $q(t)$ pentru fiecare din cele m intervale de lungimi t_1. Fie $\bar{p}(i)$ și $\bar{q}(i)$ aceste valori medii aferente intervalului i de lungime t_1, $i \in \{1, m\}$.

Fie P valoarea maximă a mediilor $\bar{p}(i)$, $i \in \{1, m\}$, Q valoarea maximă a mediilor $\bar{q}(i)$, $i \in \{1, m\}$ și Q_v valoarea lui $\bar{q}(i)$ aferentă intervalului i în care $\bar{p}(i)$ este maxim.

P poartă denumirea de *vîrf de putere activă mediu* pe intervalul t_1, Q este *vîrful de putere reactivă mediu* în același interval de timp t_1, iar Q_v este *consumul de putere reactivă la vîrful de putere activă*.

Dacă avem un ansamblu de N consumatori, avînd fiecare o putere instalată în receptoarele electrice de P_{ij}, $j \in \{1, N\}$, se definește un *consumator mediu echivalent* celor N consumatori ai grupului.

Puterea lui instalată P_i este definită ca media puterilor instalate ai celor N consumatori

$$P_i = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} P_{ij}. \tag{1.20}$$

Curbele lui de sarcină activă și reactivă zilnice sînt definite ca

$$p(t) = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} p_j(t) \quad \text{și} \tag{1.21}$$

$$q(t) = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} q_j(t). \tag{1.22}$$

Procedînd similar ca în cazul unui singur consumator, prin împărţirea intervalului $(0 - T_f)$ în m intervale de lungime t_1 se defineşte dubla succesiune de valori

$$\bar{p}(i) = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} \bar{p}_j(i),$$

$$\bar{q}(i) = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} \bar{q}_j(i), \quad i \in \{1, m\}.$$

Aici $\bar{p}(i)$ şi $\bar{q}(i)$ reprezintă valoarea medie în intervalul i a puterii active, respectiv reactive, absorbite de consumatorul mediu echivalent în intervalul considerat.

Pentru determinarea consumului de energie electrică pentru un consumator sau pentru un grup de consumatori trebuiesc definite, în general, următoarele mărimi legate de consumul zilnic de energie electrică :

N — ansamblul de consumatori ;
P_i — puterea instalată în receptoarele electrice ;
P — vîrful de putere activă mediu cerut la punctul de livrare în intervalul t_i ;
W — consumul zilnic de energie activă ;
P_{med} — puterea activă medie cerută la punctul de livrare ;
Q — vîrful de putere reactivă mediu în intervalul t_i ;
Q_v — consumul de putere reactivă la vîrful de putere activă ;
k_{cv} — coeficientul de cerere al puterii de vîrf ;
T_{max} — numărul de ore de utilizare a vîrfului zilnic de putere activă pentru consumatorul mediu echivalent.

Aceste valori sînt nişte mărimi aleatoare şi dependenţa lor este de natură pur statistică. Pentru determinarea lor din mărimi uşor accesibile (puteri instalate la abonaţi şi eventual structura acestor puteri, energii anuale, număr de abonaţi alimentaţi dintr-un punct de livrare) nu se pot stabili expresii analitice.

Singura posibilitate de obţinere a interdependenţei dintre diversele mărimi face apel la analize statistice.

Dintre aceste mărimi cele mai interesante pentru dimensionarea instalaţiilor sînt P (*vîrful de putere activă mediu*) şi W (*consumul zilnic de energie activă*).

O altă mărime caracteristică este *puterea instalată* P_i, dar aceasta este puţin cunoscută atît la un anumit moment, cît şi ca evoluţie în timp.

Mărimile Q şi Q_v sînt, în general, puţin interesante, deoarece factorul de putere la consumatorii casnici-edilitari este foarte apropiat de unitate şi dimensionarea se face pe baza puterilor active şi nu a celor aparente.

Mărimile sus amintite nu sînt independente.

Un prim mod de a considera aceste dependenţe este de a determina funcţii de forma

$$F = f(P_i, N),$$

în care F poate fi una din mărimile P, W, k_{cv} sau T_{max}. Trebuie ţinut seama că această dependenţă este de natură statistică şi ea nu reprezintă o funcţie analitică.

Un alt mod de a determina dependenţele este de forma

$$P = W(P_i, N) \cdot T_{max}(P_i, N),$$

de asemenea o dependenţă de natură statistică.

În fine, se poate folosi reprezentarea mărimilor P şi W ca funcţii liniare de diferite componente ale puterii instalate P_i.

În adevăr, dacă se consideră puterea instalată P_i împărţită in n grupe P_{ik}, $k \in \{1, n\}$, legate de relaţia

$$P_i = \sum_{k=1}^{N} P_{ik}, \tag{1.23}$$

atunci folosind metoda regresiilor multiple se pot reprezenta pentru un N suficient de mare valorile lui P şi W ca funcţii liniare de mărimile P_{ik}

$$P = \sum_{k=1}^{n} a_k P_{ik}, \tag{1.24}$$

$$W = \sum_{k=1}^{n} b_k P_{ik}, \tag{1.25}$$

unde a_k şi b_k sînt coeficienţi ce se determină experimental.

1.3.2. DETERMINAREA SARCINII DE CALCUL PRIN METODE STATISTICE

Fie un abonat k făcînd parte dintr-o grupă de N abonaţi şi fie $P_k(t)$ curba de sarcină a acestui abonat. Pentru un anumit moment dat t_0, mărimea $P_k(t_0)$ este o variabilă aleatoare pentru care trebuie presupusă o distribuţie la care apoi trebuie estimaţi parametrii distribuţiei şi în fine distribuţia propusă trebuie testată.

Fiecărei valori P_0 pe care o poate lua variabila $P(k, t_0)$ i se poate asocia o probabilitate $p(P_0, k, t_0)$ ca valoarea respectivă P_0 să nu fie depăşită.

Riscul r de a depăşi această valoare se defineşte

$$r = 1 - p(P_0, k, t_0). \tag{1.26}$$

Alegerea riscului r trebuie făcută pe baza comparării tehnico-economice între investiţiile suplimentare necesare diminuării riscului şi valoarea medie a costului înlăturării efectelor depăşirii puterii respective.

În cazul cînd printr-un element al rețelei sînt alimentați N consumatori avînd puterile absorbite $P_k(t)$, puterea totală absorbită va fi

$$P(t) = \sum_{k=1}^{n} P_k(t).$$

Cum fiecare din cele N mărimi $P_k(t)$ reprezintă niște variabile aleatoare și suma lor $P(t)$ reprezintă tot o variabilă aleatoare.

Se definește *factorul de simultaneitate de risc*, raportul dintre puterea cerută cu riscul r de către N consumatori și suma puterilor cerute cu același risc, la același moment, de către fiecare din cei N consumatori.

Cînd se cunoaște funcția de repartiție a unui consumator la momentul t se poate deduce prin calcul factorul de simultaneitate de risc pentru un ansamblu de consumatori. Cazul cel mai frecvent îl reprezintă distribuția normală Gauss—Laplace.

Fie $M[P]$ și $A[P]$ valoarea medie și abaterea standard a distribuției puterilor cerute de un consumator la un anumit moment. Puterea cerută de N abonați este

$$P_{med} = N\,M[P], \tag{1.27}$$

iar abaterea standard este

$$A = \sqrt{N}\,A[P]. \tag{1.28}$$

Dacă N este suficient de mare puterea de risc r cerută de ansamblul de N consumatori tinde către

$$N\,M[P] + K\sqrt{N}\,A[P],$$

unde K este o funcție de riscul r.

Puterea de același risc a unui consumator este $M[P] + KA[P]$, iar suma acestor puteri pentru toți cei N consumatori este $N\{M[P] + KA[P]\}$.

Rezultă deci că factorul de simultaneitate tinde cînd N crește mult, către expresia

$$k_s = \frac{N\,M[P] + K\sqrt{N}\,A[P]}{N\,\{M[P] + K\,A[P]\}}. \tag{1.29}$$

Expresia (1.29) mai poate fi scrisă și sub forma

$$k_s = C + \frac{B}{\sqrt{N}}, \tag{1.30}$$

unde coeficienții B și C depind de riscul dat r.

Metoda propusă se poate utiliza, în primul rînd, pentru a cerceta o situație la un anumit moment dat sau pentru o perioadă nu prea îndepăr-

tată de perioada măsurătorilor. Pentru o previziune de lungă durată rezultatele obținute prin măsurători privind puterile absorbite se pot schimba [18].

Alte metode statistice se bazează pe examinarea unui mare număr de curbe de sarcină, grupate pe categorii de consumatori casnici-edilitari stabilindu-se o relație de determinare a sarcinii maxime prin metode statistico-probabilistice, corespunzătoar unui anumit nivel de încredere.

Se admite că sarcina P a unui grup de receptoare este o variabilă aleatoare care urmează o lege de distribuție normală Gauss-Laplace determinată de valoarea medie și de abaterea tip A.

$$F_{(P)} = \frac{1}{A\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(P-P_{med})^2}{2A}}, \tag{1.31}$$

unde : $P_{med} = M[P]$ este sarcina medie într-un interval T corespunzător speranței matematice a sarcinii aleatoare ;

$A = \sqrt{D[P]}$ — abaterea medie pătratică a sarcinii medii determinată ca rădăcină pătrată din dispersia D a sarcinii.

Plecînd de la relația (1.31) se pot determina limitele de variație ale sarcinii de calcul P_{cT} a grupului de receptoare pentru intervalul T în funcție de sarcina medie și abaterea medie pătratică, pentru diferite intervale de încredere.

$$P_{cT} = P_{med} \pm \beta A_T, \tag{1.32}$$

unde β este variabila standard a funcției de repartiție normale.

1.3.3. DETERMINAREA SARCINII DE CALCUL ÎN FUNCȚIE DE SARCINA MEDIE ȘI DE COEFICIENTUL DE SIMULTANEITATE

Vîrful de putere a unui grup de N consumatori se poate scrie sub forma

$$P = k_u k_{SN} P_{tN} \text{ [kW]},$$

unde : k_u este coeficientul de utilizare a puterii instalate și depinde de caracteristicile consumatorilor ; el se determină experimental ;

k_{SN} — coeficientul de simultaneitate definit ca raportul dintre vîrful simultan al celor N consumatori și suma vîrfurilor simultane ale acestora ;

P_{tN} — puterea instalată medie a grupului de N consumatori, în kW.

În ceea ce privește expresia lui k_{SN} ea este de forma

$$k_{SN} = K + \frac{(1-K)}{\sqrt{N}}, \tag{1.33}$$

unde K este o constantă ce depinde de natura consumatorului și care se determină experimental. Ca valori orientative se pot lua: $K = 0{,}15$, cînd $N > 200$ și există bucătării electrice și $K = 0{,}04 - 0{,}06$, cînd există boilere pentru apa caldă menajeră.

Pentru calculul coeficientului de simultaneitate se poate folosi următoarea metodă:

Fie N consumatori avînd fiecare vîrfurile P_i, $i \in \{1, N\}$ și fie P vîrful simultan al ansamblului acestor consumatori.

Coeficientul de simultaneitate este definit prin

$$k_{SN} = \frac{P}{\sum_{i=1}^{N} P_i}. \tag{1.34}$$

Dacă toate vîrfurile P_i sînt egale atunci

$$k_{SN} = \frac{N_{S\,max}}{N},$$

unde $N_{S\,max}$ reprezintă numărul de consumatori maxim simultani.

Probabilitatea conectării simultane a cel mult x consumatori dintr-un total de N consumatori este

$$P(k \leqslant x) = \sum_{k \leqslant x} C_N^k p^k (1-p)^{N-k}, \tag{1.35}$$

unde: $P(k \leqslant x)$ — este probabilitatea ca cel mult x din cei N consumatori să fie simultani;

$P_k = C_N^k p^k (1-p)^{N-k}$ — probabilitatea ca din cei N consumatori k să funcționeze simultan;

p — parametrul distribuției.

Valoarea medie a distribuției este

$$M[P] = N p,$$

iar dispersia ei este

$$D[P]^2 = N p (1-p).$$

Valoarea lui $N_{S\,max}$, ce nu este depășită cu o anumită probabilitate (probabilitatea legată de numărul λ), este

$$N_{S\,max} = Np + \lambda D[P] = Np + \lambda \sqrt{Np(1-p)}.$$

Aici λ este un număr în funcție de nivelul de probabilitate admis de a nu depăși valoarea $N_{S\,max}$.

Acest număr se determină în felul următor pentru o distribuție normală

$$\lim_{N\to\infty} P\left[-\lambda\sqrt{N\cdot p(1-p)} \leqslant N_{S\,max} - N\cdot p \leqslant \lambda\sqrt{N\cdot p(1-p)}\right] =$$

$$= \frac{1}{2\pi}\int_{-\lambda}^{+\lambda} e^{-\frac{x^2}{2}}\,dx = 2\Phi(\lambda) - 1. \tag{1.36}$$

De exemplu, pentru $\lambda = 2$, $\Phi(2) = 0{,}97725$, respectiv $2\,\Phi(2) - 1 = 0{,}954$.

Deci, probabilitatea de a nu depăși $N_{S\,max}$ este de 95,4 % în cazul $\lambda = 2$.

De aici rezultă

$$k_{SN} = p + \frac{\lambda\sqrt{p(1-p)}}{\sqrt{N}}. \tag{1.37}$$

Dacă se admite că formula este valabilă și pentru valori mici ale lui N și punînd condiția că $k_{SN} = 1$, pentru $N = 1$ se obține

$$k_{SN} = \frac{1}{1+\lambda^2}\left(1 + \frac{\lambda^2}{\sqrt{N}}\right).$$

Pentru $\lambda = 2$, coeficientul k_{SN} devine

$$k_{SN} = 0{,}2 + \frac{0{,}8}{\sqrt{N}}.$$

Metoda prezintă unele aproximații dintre care se menționează:

— extrapolarea formulei lui k_{SN} pentru valori mici ale lui N;

— considerarea consumatorilor individuali identici;

— metoda nu face distincție între diverse categorii de consumatori, sau între grupuri de consumatori cu puteri instalate medii diferite.

1.3.4. METODA REGRESIILOR MULTIPLE

Fie un ansamblu de N consumatori totalizînd o putere instalată P_i. Se consideră această putere instalată formată din M categorii de consumatori (bucătării electrice, încălzit electric etc.), fiecare categorie totalizînd

$$P_{ik};\ k \in \{1, M\}.$$

Există relația

$$P_i = \sum_{k=1}^{M} P_{ik}.$$

Fie P vîrful de putere activă a acestui ansamblu. Se reprezintă P ca o funcție liniară de P_{ik} (ecuația de regresie), adică

$$P = b_0 + \sum_{k=1}^{M} b_k P_{ik}, \tag{1.38}$$

unde b_0 și b_k au semnificația unor timpi de utilizare a componentelor puterii instalate.

Se presupune că se dispune de R seturi de date

$$P_k, \ P_{jk}, \ [j \in \{1, M\}; \ k \in \{1, R\}; \ R > M + 1].$$

Se consideră erorile de tipul

$$\varepsilon_k = P_k - b_0 - \sum_{k=1}^{M} b_j P_{jk}. \tag{1.39}$$

Dacă se minimizează suma pătratelor erorilor (metoda celor mai mici pătrate) se obține

$$S = \sum_{k=1}^{R} \varepsilon_k^2 = \sum_{k=1}^{R} \left[P_k - b_0 - \sum_{k=1}^{M} b_j P_{jk} \right]^2. \tag{1.40}$$

Se ajunge la următorul sistem de $M + 1$ ecuații liniare

$$\frac{\partial S}{\partial b_j} = 0, \ j \in \{O, M\}.$$

Acest sistem liniar în b_j se poate rezolva prin metode obișnuite.

În modul acesta se poate determina cu o anumită aproximație vîrful de putere al unui ansamblu de consumatori dacă se cunosc valorile puterilor instalate în cele M categorii de receptori care au slujit la calculul modelului [21].

Metoda nu oferă posibilitatea de a afla cele mai mari vîrfuri posibile cu o anumită probabilitate, ci furnizează niște valori medii de vîrfuri, din cauza condiției puse ca suma pătratelor erorilor să fie minimă.

În loc de a folosi o relație liniară se poate folosi o relație pătratică.

De asemenea, se poate studia dependența coeficientului de simultaneitate de numărul de abonați. Această dependență se poate pune sub forma

$$k_{SN} = b_0 + b_1 N + b_2 N^2, \tag{1.41}$$

iar coeficienții b_0, b_1 și b_2 se determină după o metodă similară cu cea expusă mai sus [23].

1.4. METODA ANALITICĂ DE DETERMINARE A CONSUMULUI SPECIFIC DE ENERGIE ȘI PUTERE ELECTRICĂ PE APARTAMENT, LA CONSUMATORII CASNICI

Pentru stabilirea puterii instalate a unui consumator mediu este necesară cunoașterea puterilor medii pentru diferite categorii de consumatori.

Ținînd seama de dotarea diferențiată cu aparate, precum și de gradul de utilizare care variază în funcție cu zona respectivă și de tipul consumatorilor, consumul total de energie pentru uz casnic poate fi obținut prin relațiile

$$W = \sum_{j=1}^{m} n_j P_j T_{uj} \quad [\text{kWh}], \tag{1.42}$$

respectiv

$$W = N \sum_{j=1}^{m} k_j P_j T_{uj} \quad [\text{kWh}], \tag{1.43}$$

în care: N este numărul consumatorilor;
P_j — puterea nominală (medie) a aparatelor de tip j, în kW;
T_{uj} — durata de utilizare a aparatelor de tip j, în h;
m — numărul de tipuri de aparate;
n_j — numărul de aparate de tip j instalate la consumatori;
k_j — gradul mediu de dotare al gospodăriilor cu aparate de tip j $\left(k_j = \frac{n_j}{N}\right)$.

Relația (1.43) poate fi folosită pentru:

— determinarea consumului total de energie de uz casnic, dacă pentru N se ia în considerare numărul total de abonați, iar pentru k_j valori medii;

— determinarea consumului de energie, diferențiat pe tipuri de consumatori, caracterizat prin diferite valori ale k_j și care se bazează pe cunoașterea gamei de aparate electrocasnice, a caracteristicilor lor energetice de bază (P_j, T_{uj}) și a numărului de consumatori.

Atît numărul consumatorilor cît și gradul lor de dotare sînt cifre care evoluează în timp, funcțiile lor de variație fiind de tipul logistic (fig. 1.6).

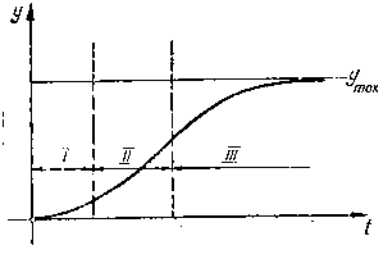


Fig. 1.6. Reprezentarea grafică a funcției $y = \frac{y_{max}}{1 + b \cdot 10^{-at}}$

$$y = \frac{y_{max}}{1 + b \cdot 10^{-at^N}}, \qquad (1.44)$$

unde : y_{max} este limita maximă către care tinde variabila dependentă y ;
b — coeficient care se determină prin metode statistice ;
t — intervalul de timp, în ani, socotit de la un an de bază.

Problema principală constă în determinarea limitelor maxime către care tind valorile din relația (1.43), ținînd seama de faptul că limita maximă a lui N este numărul total de locuințe.

Necesarul de energie electrică pentru un apartament (locuință) w_e este determinat cu o precizie suficientă, ținînd seama de condițiile de existență normale, de relația

$$w_e = \sum_{j=1}^{6} w_j,$$

în care : w_1 este necesarul de energie pentru încălzirea și climatizarea locuinței ;
w_2 — necesarul de energie pentru prepararea apei calde ;
w_3 — necesarul de energie pentru pregătirea și conservarea hranei ;
w_4 — necesarul de energie pentru mecanizarea activităților de curățenie ;
w_5 — necesarul de energie pentru iluminat ;
w_6 — necesarul de energie pentru activități cultural-distractive.

Pentru fiecare categorie de utilizare ($j = 1 \ldots 6$) se pot determina :
$w_{j\,max}$ — valoarea limită corespunzătoare unui grad de confort maxim (rațional, normal) ;
$w_{je\,max}$ — cota parte din $w_{j\,max}$ care se acoperă prin utilizarea unor aparate electrice.

Valoarea adoptată în calcule pentru $w_{je\,max}$ este determinată îndeosebi de opțiunea consumatorului în favoarea energiei electrice sau a unei energii concurente (termoficare, gaze naturale, gaze lichefiate, combustibili lichizi sau solizi).

În funcție de disponibilitatea și de prețul acestora, consumatorul casnic va recurge parțial sau integral la energia electrică pentru a acoperi necesarul său de energie w_j.

Ținînd seama de faptul că energiile *concurente* pot veni în considerare numai pentru w_1, w_2, și w_3 rezultă

$$w_{e\,max} = \sum_{j=1}^{6} w_{je\,max},$$

poate să se situeze între următoarele limite

$$w_{min} = w_4 + w_5 + w_6 \quad \text{și}$$

$$w_{max} = w_{min} + w_1 + w_2 + w_3.$$

Variantele posibile ale consumului se situează între valorile minime w_{min} și maxime w_{max}.

Influența consumatorului asupra rețelei de distribuție nu se manifestă însă prin consumul său de energie ci prin contribuția sa la consumul de putere, în patru momente caracteristice ale curbei de sarcină: la vîrful de seară și de dimineață și la golul de zi și de noapte.

a. **Necesarul de energie pentru încălzirea spațiilor.** Exploatarea comodă (cu posibilități de reglaj și automatizare), spațiul redus ocupat, punerile în funcțiune rapide și investițiile relativ reduse conduc la o sensibilă creștere a ponderii încălzitului electric în toate țările; această soluție se adoptă, deși din punct de vedere tehnic nu este avantajoasă — randamentul global al transformării energiei fiind redus.

Instalațiile de climatizare concepute inițial numai pentru reducerea temperaturilor în perioadele calde se folosesc din ce în ce mai mult și pentru introducerea căldurii în locuințe în anotimpurile reci (principiul pompei de căldură).

Necesarul de energie pentru încălzire w_1 se poate calcula cu relația

$$w_1 = K\,G\,V g_z \cdot 24 \cdot 10^{-3}\ \text{[kWh/an]}, \tag{1.45}$$

în care: G este coeficientul de pierderi, în kW/m³·grad;

V — volumul locuinței, în m³;

$g_z = \sum_{i=1}^{z} \Delta\theta_i \cdot z_i$ — numărul de grad—zile/an.

$\Delta\theta_i$ — diferența dintre temperatura medie *de confort* din locuință și temperatura medie din exterior, în ziua i;

z — numărul de zile dintr-un an, în care $\Delta\theta_i > 0$;

K — coeficient subunitar care ține seama de unii factori de reducere a consumului ca de exemplu: perioada de absență din locuință, reducerea temperaturii de regim pe timpul nopții etc.

În cazul unei locuințe cu volum mijlociu (150—200 m³) și grad de izolație obișnuit ($G = 0{,}6 \ldots 1$), la valoarea $g_z = 3\,000$ grad-zile/an, corespunzătoare condițiilor meteorologice din țara noastră, necesarul de energie rezultă între 7 500 și 12 000 kWh/an (6,5—10,5 Gcal/an).

Avînd în vedere că acest consum reprezintă 60—80% din totalul necesar de energie electrică pentru o locuință, trebuie dată o atenție deosebită analizei factorilor care-l pot influența, rezultînd următoarele posibilități de economisire a energiei:

— Îmbunătățirea izolației termice; economiile ce se pot realiza prin reducerea costului instalațiilor de încălzire permit o optimizare a acestei izolații care va putea conduce la economii de energie de ordinul 30—50% față de consumurile actuale la locuințele noi din țara noastră;

— Reglarea individuală a temperaturii în fiecare încăpere (se pot realiza economii de ordinul 20—30%);

— Dispunerea surselor de încălzire în podele, plafoane, pereți (economii de ordinul 10—20%).

Soba electrică cu acumulare de căldură, cea mai folosită dintre sistemele electrice de încălzire, constă dintr-o masă ceramică — un miez acumulator — din magnezită, capabil să acumuleze într-un volum mic o cantitate mare de energie. Miezul acumulator este constituit din cărămizi de formă specială. Prin asamblare acestea permit obținerea unui canal în formă de U întors, care nu este altceva decît suprafața unui schimbător de căldură prin convecție ceramică/aer [31].

Miezul este încălzit cu ajutorul unei rezistențe pînă la temperaturi în jur de 620—650°C. Căldura este păstrată datorită unei îmbrăcăminți termoizolatoare din vată de sticlă. Căldura care străbate izolația termică reprezintă o cotă neînsemnată. Cedarea importantă de căldură are loc pe cale dinamică; un ventilator aspiră aer din cameră, îl refulează în canalul în formă de U, unde se încălzește și apoi reintră din nou în cameră.

Soba nu poate fi încărcată decît în timpul perioadei admise, de regulă, în timpul golului de noapte. Cedarea de căldură către încăperea servită se face pe toată durata zilei.

Sobele cu acumulare de căldură se fabrică, de regulă, în următoarele trepte: 1,5; 3; 4,5; 6; 7,5 kW. Din punct de vedere al frecvenței de utilizare cea mai conenabilă treaptă este cea de 4,5 kW.

O condiție obligatorie, care trebuie îndeplinită înainte de instalarea unui sistem de încălzire electrică este aceea că izolarea termică a locuinței considerate trebuie sporită pînă la nivelul său optim.

Necesarul de energie pentru climatizarea unei locuințe este

$$w_1' = \frac{q_f T_f}{\psi_r} \text{ [kWh/an]}, \tag{1.46}$$

unde: q_f este debitul mediu de căldură ce trebuie evacuat, în fg/h;
T_f — timpul de funcționare, în h/an;
ψ_r — coeficientul de eficiență a instalației de răcire, în kW/fg·h.

Din datele caracteristice locuințelor noastre și a graficului anual de temperaturi din perioada în care se poate lua în considerație climatizarea, necesarul de energie pentru climatizarea unor locuințe de 100—250 m³ este de $w_1' = 1\,000—2\,500$ kWh/an.

b. **Necesarul de energie pentru prepararea apei calde.** Soluția preparării apei calde prin boilere electrice tinde să devină unică în zonele în care nu se dispune de gaze naturale. Soluția prezintă avantajul oferit de comoditate, care este hotărîtor în acest caz.

Necesarul de energie pentru prepararea apei calde se poate determina cu relația

$$w_2 = \frac{365\, D\, \Delta\theta}{860\, \eta} \text{ [kWh/an]}, \tag{1.47}$$

în care: D este consumul zilnic de apă caldă, în l/zi;
$\Delta\theta$ — diferența medie de temperatură dintre apa caldă și cea rece;
η — randamentul transmisiei (0,85—0,9).

Considerînd $D = 80-100$ l/zi și $\Delta\theta = 35°C$, rezultă un necesar de 1 300—1 600 kWh/an pentru o locuință.

Consumul de apă caldă menajeră este mult influențat de modul de tarifare și este foarte mare la locuințele încălzite prin termoficare.

c. **Necesarul de energie pentru pregătirea și conservarea hranei.** Prepararea și conservarea hranei necesită receptoare cu puteri instalate mari, deși energia consumată reprezintă chiar în țări cu grad avansat de dotare cu astfel de aparate numai 1/3 din consumul casnic total. Contribuția la vîrful sistemului este foarte mică.

În perspectivă, la noi în țară, se va lua în considerație posibilitatea de dotare cu plite electrice la bucătării la blocurile de locuințe care se vor construi.

În categoria frigidere tendința evidentă este pentru o dotare de 100 %.

Necesarul de energie pentru pregătirea și conservarea hranei se determină pe baze statistice, putîndu-se considera următoarele valori:

— mașini de gătit electrice . . . 1000—2000 kWh/an;
— aparate electrice culinare . . . 15— 30 kWh/an;
— aparate pentru răcirea și conservarea alimentelor . . . 400— 800 kWh/an;

1415—2830 kWh/an

d. **Necesarul de energie pentru mecanizarea activităților de curățenie** se stabilește prin însumarea componentelor ajungînd la valoarea orientativă de $w_4 = 300-1\,000$ kWh/an, din care majoritatea se consumă pentru încălzire la spălatul, uscatul și călcatul rufelor.

Astfel de receptoare contribuie puțin în orele de vîrf de sarcină, utilizarea lor fiind, de obicei, în afara acestor ore. Tendința de dotare cu astfel de aparate este determinată, în special de costul lor.

e. **Necesarul de energie pentru iluminat** se determină în funcție de nivelul mediu de iluminare, suprafața locuințelor și numărul de ore de utilizare, cu ajutorul relației

$$w_5 = \frac{S\,E}{\eta_i\,\eta_l}\,T_u \cdot 10^{-3}\ \text{[kWh/an]}, \tag{1.48}$$

în care: S este suprafața locuinței, în m²;
E — iluminarea medie, în lx;
η_i — randamentul mediu al instalației de iluminat;
η_l — randamentul lămpilor, în lm/W.

Considerînd $E = 100$ lx, $\eta_i = 0{,}5$, $\eta_l = 15$ lm/W, $T_u = 2$ h/zi și 50 % din camere iluminate simultan, pentru apartamente de 50—70 m², rezultă $w_5 = 250-500$ kWh/an.

Față de aceste valori se pot realiza economii importante prin perfecționarea lămpilor (creșterea factorului η_l).

f. **Necesarul de energie pentru activități cultural-distractive.** Aparatele din această categorie (televizoare, radiouri, picupuri, magnetofoane, aparate de proiecție etc.) contribuie în mare măsură la orele de vîrf. Se poate considera tendința spre o dotare de 100 % cu astfel de receptoare.

Considerînd o dotare de 100% cu astfel de aparate, rezultă $w_6 = 300-500$ kWh/an.

g. **Determinarea necesarului de energie electrică ţinînd seama de cota de participare a aparatelor electrocasnice.** Determinarea necesarului de energie electrică şi a principalelor caracteristici de consum trebuie să ţină seama de cota de participare a aparatelor electrice la consumatorii casnici.

Pentru fiecare categorie de consum ($w_1 \ldots w_6$) trebuie făcută o analiză a aparatelor de utilizare şi a regimului lor de funcţionare, determinîndu-se :

W — consumul de energie anual, în kWh/an;

P_{max} — puterea de vîrf proprie (maximă);

P_{vd} — contribuţia la vîrful de dimineaţă (la nivelul locuinţei);

P_{vs} — contribuţia la vîrful de seară (la nivelul locuinţei);

P_{gz} — contribuţia la golul de zi (la nivelul locuinţei);

P_{gn} — contribuţia la golul de noapte (la nivelul locuinţei);

k_s — coeficientul de simultaneitate (la nivelul postului de transformare), considerat la $N = 100$ consumatori.

Trebuie analizate posibilităţile de asigurare a necesarului de energie, pentru fiecare categorie de consum, cu consum minim de energie şi cu utilizarea optimă a disponibilităţilor curbei de sarcină.

Astfel, pentru încălzirea locuinţelor trebuie evidenţiate posibilităţile oferite de sobele cu acumulare de căldură, de pompele de căldură (la încălzirea apei), avantajele boilerelor cu acumulare, iar la conservarea hranei, avantajele frigidelor cu compresor etc.

În tabelul 1.1 apar activităţile casnice cu consum posibil de energie electrică, cu diferite variante de aparate electrocasnice.

Cu datele din tabelul 1.1 se pot calcula puterile absorbite din reţea la diferite variante de consum.

La noi în ţară pentru următorii ani, ţinînd seama de modul cum concură diferitele surse de energie pentru asigurarea principalelor activităţi se pot lua ca variante principale, în general, cele indicate în tabelul 1.2 [2].

Ca date de bază pentru stabilirea puterilor maxime probabile pe apartament (sarcini de calcul) se pot considera cele din tabelul 1.3.

La calculul consumului total de energie electrică pe apartament, în cazul blocurilor de locuinţe din marile ansambluri (cuartale), sau ale blocurilor individuale cu mai mult de 4 nivele se mai adaugă o cotă parte, provenind de la următoarele consumuri :

— iluminatul scărilor — 0,2 kW/palier (4—6 apartamente);

— ascensoare — 10 kW/motor;

— iluminat hidranţi incendiu — 2 kW/scară.

Gama largă de variaţie a caracteristicilor de consum evidenţiază că în calculele de reţele nu se poate considera un *consumator casnic mediu* că trebuie considerat tipul de consumator caracteristic zonei respective, determinat în principal de modul în care se asigură încălzirea spaţiului, a apei calde şi prepararea hranei.

Tabelul 1.1

Necesarul de energie electrică ținînd seama de cota parte de participare a aparatelor electrocasnice

Categoria de consum	Varianta de dotare	W kWh/an	P_t kW	P_{max} kW	P_{vd} kW	P_{vs} kW	P_{gz} kW	P_{gn} kW	k_S
w_1 — încălzirea spațiului	acumulare de noapte	6500—9800	8—12	8—12	0	0	0	8—12	1
	acumulare completat cu încălzire directă	6500—9800	9,7—12	6,7—9	2—3	2—3	2—3	6,7—9	1
	încălzire podea, pereți	5450—9000	7—12	7—12	0	0	3—5	7—12	1
	încălzire cu pompe de căldură	3800—6300	3—4,8	3—4,8	3—4,8	3—4,8	3—4,8	3—4,8	1
w_1' — climatizare	—	900—1500	1,5—2,5	1,5—2,5	1,5—2,5	0	1,5—2,5	0	1
w_2 — prepararea apei calde	boilere cu acumulare	1300—1600	1—2	1—2	0	0	0	1—2	1
	încălzitoare de trecere	2000—3600	2—10	2—10	1—2	1—2	1—2	0	0,1
w_3 — pregătirea și conservarea hranei	frigider	600	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	1
	mașini de gătit	1500	4,5	4,5	4,5	0,8	4,5	0	0,318
	aparate electrice culinare	20	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0	0,81
w_4 — mecanizarea activităților de curățenie	—	300	2,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0,165
w_5 — iluminat	$S = 50$ m² iluminat incandescent	350	1	0,5	0,25	0,5	0	0	1
w_2' — activități cultural-distractive	—	300	0,365	0,16	0,06	0,16	0,06	0	1

Tabelul 1.2

Principalele variante ale consumului casnic ce urmează a fi luate în considerare în R.S.R.

Varianta	Încălzirea spațiului	Încălzirea apei menajere	Prepararea hranei	Iluminatul și diferite utilizări casnice
A	termoficare	termoficare	gaze	electric
B	termoficare	termoficare	electric	electric
C	electric (cu acumulare)	electric (cu acumulare)	electric	electric

Tabelul 1.3

Puterile maxime probabile pe apartament (sarcini de calcul), în funcție de sursa de energie de care se dispune

Varianta	Numărul de camere de locuit	Puterea instalată pe apartament P_i kW	Coeficientul de utilizare k_u	Sarcina de calcul pe apartament $P_c = P_i \cdot k_u$ [kW]
A	1 cameră	4	0,5 —0,55	2
	2—4 camere	6	0,35—0,45	3,5
B	1 cameră	8	0,5 —0,55	4,5
	2—4 camere	16	0,35—0,45	7
C	1 cameră	13	0,45	6
	2—4 camere	27	0,45	12

Noile tarife pentru energia electrică care au intrat în vigoare la 1 august 1979, au stimulat acțiunea de economisire a energiei electrice, acțiune deosebit de importantă în prezent pentru țara noastră.

1.5. DETERMINAREA CONSUMULUI SPECIFIC DE PUTERE ȘI DE ENERGIE LA CONSUMATORII EDILITARI ȘI SOCIAL-CULTURALI

Pentru determinarea puterii maxime cerute de fiecare categorie de consumatori edilitari și social-culturali, în cazul cînd nu se dispune de alte date, se vor folosi consumurile de putere indicate în tabelul 1.4 [2].

Cifrele din tabelul 1.4 reprezintă media anuală a valorilor maxime probabile pe unitatea de consum, sau pe unitatea de suprafață. Acestea sînt prevăzute pentru două situații distincte și anume :

Varianta *A* — fără consum de energie electrică la încălzirea spațiului ;

Tabelul 1.4

Consumul specific de putere la consumatorii edilitari și social-culturali

Nr. crt.	Denumirea consumatorului	Varianta de consum preliminat			
		Varianta *A*		Varianta *B*	
		W/m²	kVA	W/m²	kVA
1	Magazine (servicii comerciale)	50	—	140	
2	Hoteluri — fără restaurant — cu restaurant	 1,5 kW/cameră 2,5 kW/cameră	 — —	 4 kW/cameră 5 kW/cameră	 — —
3	Birouri (intreprinderi administrative)	60	—	140	—
4	Policlinici	—	60—80	—	100—120
5	Spitale (unități dotate cu peste 500 paturi)	1 kW/pat	400—500	2 kW/pat	800—1000
6	Școli, licee generale	25	—	60	—
7	Licee de specialitate (tehnice)	—	400—500	—	600—800
8	Teatre	—	200—300	—	—
9	Cinematografe	—	20—30	—	—
10	Iluminat public	25 W/m — străzi cu trafic foarte intens (străzi de categoria I — magistrale) ; 15 W/m — străzi de categoria a II-a, de legătură (cu trafic intens). 10 W/m — străzi de categoria a III-a, colectoare (cu trafic redus). 6 W/m — străzi de categoria a IV-a, de deservire locală (cu trafic mediu).			
11	Apă și salubritate*	—	—	—	—
12	Transport în comun* electrificat	Puterea acestui consumator la vîrful de sarcină se poate evalua, în mod aproximativ la 7—25 kW/1000 locuitori.			

* Se vor adopta de la caz la caz în funcție de specificul orașului.

Varianta *B* — cu consum de energie electrică la încălzirea spațiului.

Pentru determinarea consumului de energie se va ține seama de timpul de utilizare a puterii maxime conform relației

$$W = P_{max} T_{max}.$$

Pentru instalațiile de iluminat public (străzi, piețe, parcuri), puterea instalată care poate fi luată în considerație la un calcul global al rețelelor electrice respective este de circa 1—5 kW/1000 locuitori, iar coeficientul de simultaneitate al acestor instalații este practic egal cu unitatea.

Ca factor de putere se adoptă 0,92—0,95, iar durata de utilizare a puterii maxime de 2000—3000 h/an.

În scopul folosirii raționale a energiei electrice la iluminatul public se va ține seama de indicațiile date de „Normativ republican privind folosirea rațională a energiei electrice la iluminatul artificial, precum și la utilizările casnice" (M.E.E.— PE 136/80).

Pe baza acestui normativ s-au stabilit niște valori medii pentru sarcinile rețelelor de iluminat public, în wați pe metru, pentru diferite categorii de străzi clasificate după intensitatea traficului, așa cum este indicat în tabelul 1.4.

1.6. COEFICIENȚII DE SIMULTANEITATE PENTRU DETERMINAREA PUTERII SOLICITATE DE UN GRUP DE CONSUMATORI

Pentru determinarea contribuției de putere la nivelul rețelei de distribuție trebuie ținut seama de coeficientul de simultaneitate dat de relația (1.34). Pentru a putea determina acest coeficient de simultaneitate se poate recurge la relația bazată pe ipoteza probabilistică a distribuției uniforme a N consmatori avînd o durată de funcționare t_f în cadrul unui interval de timp T, conform relației (1.37).

Relația (1.37) are însă domeniul de utilizare limitat și anume numai pentru valori mari ale lui N. Avînd în vedere că în cazul rețelelor electrice de distribuție N ajunge deseori în domeniul $1 < N < 20$, va trebui determinată funcția $k_S = f(N)$ pentru acest domeniu.

Relațiile stabilite pe baza calculului probabilităților sînt valabile pentru valori mici ale parametrului t_f/T.

Pentru valori $t_f/T > 0{,}1$ — coeficientul de simultaneitate determinat prin relația (1.37) va trebui înmulțit cu $1/\left(1 - \frac{t_f}{T}\right)$.

În cazul cînd se cunoaște puterea instalată P_0 a unui grup N_0 de consumatori și coeficientul de simultaneitate k_{SO} respectiv, coeficientul de simultaneitate k_{SN} pentru un număr N de consumatori dintr-o categorie i, se poate determina cu relația

$$k_{SN} = k_{SO} - \left(\frac{1}{\sqrt{N_0}} - \frac{1}{\sqrt{N}}\right) A \sqrt{k_{SO}(1 - k_{SO})}, \qquad (1.49)$$

unde A este abaterea normată.

a. **Coeficienții de simultaneitate pentru consumatorii casnici** care se aplică pentru determinarea puterii solicitate de un grup de consumatori sînt indicați în tabelul 1.5 [2].

Acești coeficienți de simultaneitate servesc la stabilirea puterii maxime simultane solicitată de consumatorii unei scări de bloc, a unui bloc de locuințe, sau la nivelul postului de transformare MT/JT.

Tabelul 1.5

Coeficienții de simultaneitate pentru consumatorii casnici (la nivel de scară-bloc, bloc de locuințe sau post de transformare)

Numărul de consumatori (apartamente)		2–4	5–9	10–14	15–19	20–24	25–29	30–34	35–39	40–49	50–75	75–100	Peste 100
Coeficientul de simultaneitate k_S	Varianta A și B	0,75	0,62	0,51	0,44	0,41	0,39	0,38	0,37	0,36	0,35	0,34	0,33
	Varianta C	0,85										0,80	

În cazul dimensionării coloanelor de bloc colective, pentru un număr de consumatori situat la limita inferioară a unui interval, se vor adopta coeficienții de simultaneitate corespunzător intervalului anterior astfel încît să rezulte o secțiune corespunzătoare pentru coloana de alimentare.

b. **Coeficienții de simultaneitate pentru consumatorii edilitari și sociali-culturali,** în cazul că nu se dispune de date statistice mai exacte, se pot considera cu următoarele valori orientative :

— Iluminat general și comercial : 0,95
— Magazine, restaurante : 0,95
— Birouri, biblioteci : 0,9 —0,95
— Hoteluri : 0,85—0,9
— Spitale, policlinici : 0,7 —0,8
— Școli, cămine, creșe : 0,9 —0,92
— Teatre, cinematografe : 0,85—0,9
— Iluminat public : 1

c. **Coeficienții de simultaneitate ai rețelelor de distribuție de medie tensiune** se dau în funcție de numărul de transformatoare conform tabelului 1.6.

Tabelul 1.6.

Valorile coeficientului de simultaneitate în funcție de numărul transformatoarelor

Numărul transformatoarelor	3—5	5—10	10—20	peste 20
Coeficientul de simultaneitate k_S	0,95—0,8	0,8—0,75	0,75—0,68	0,68—0,65

Valorile mai mici ale coeficientului de simultaneitate se iau pentru transformatoare cu puteri ⩾ 400 kVA.

Pentru factorul de simultaneitate pentru aceste rețele se poate lua și o valoare globală de 0,9, iar pentru barele punctelor de alimentare de 0,81 (pen ru fiderii de alimentare).

Pentru stația de transformare și linia de înaltă tensiune, coeficientul de simultaneitate este de 0,7—1 aplicat sarcinilor fiderilor.

1.7. SARCINILE DE CALCUL ALE REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE DETERMINATE GLOBAL PENTRU O ZONĂ DATĂ

Pentru determinarea sarcinilor electrice pentru o zonă dată pentru care trebuie să se construiască o nouă rețea de distribuție se face apel, de cele mai multe ori, la metodele de prognoză a creșterii acestor sarcini. Una din metode se bazează pe proporționalitatea, pentru un interval de timp Δt dat, între creșterea consumurilor de energie electrică δW și energia electrică consumată la timpul t, fapt ce se exprimă prin relația

$$\delta W = \alpha\, W\, \Delta t, \tag{1.50}$$

care conduce la o lege exponențială de forma

$$W = W_0\, e^{\alpha t}. \tag{1.51}$$

În această lege de variație trebuie determinat timpul t cînd se produce saturația sarcinii.

Pentru a se determina o ecuație în care să se reflecte și saturația sarcinii la un moment dat, se poate considera o creștere δW de forma

$$\delta W = \frac{\alpha W}{1 + \beta W}\Delta t, \quad \text{sau} \quad \delta W = \frac{\alpha W}{1 + \beta W^2}\Delta t,$$

legi care conduc la

$$\left(\frac{\delta W}{\Delta t}\right)_{W\to\infty} = \frac{\alpha}{\beta}, \quad \text{respectiv} \quad \left(\frac{\delta W}{\Delta t}\right)_{W\to\infty} = 0.$$

O altă relație care să exprime $\left(\frac{\delta W}{\Delta t}\right) = 0$ pentru un t foarte mare poate fi scrisă sub forma

$$\frac{\delta W}{\Delta t} = (a - bt)\, W,$$

astfel încît pentru $t = t_1$, $a - bt_1 = 0$ și deci $\frac{\delta W}{\Delta t} = 0$, iar pentru $t > t_1$, $\frac{\delta W}{\Delta t} < 0$.

Prognoza sarcinilor pe durată de 25—30 ani, cît reprezintă durata de viață a unei rețele electrice de distribuție, este destul de greu de făcut, deoarece rezultatele pot fi afectate de erori mari avînd în vedere variația aleatoare a acestor sarcini într-un interval așa de mare de timp.

Pentru consumul casnic și edilitar de energie electrică se poate adopta o creștere exponențială cu o rată anuală aproximativ constantă, urmărind legea de variație

$$S_t = S_0 (1 + \alpha)^t, \tag{1.52}$$

unde: S_t este sarcina în anul t al perioadei analizate, în kW;

S_0 — sarcina în anul zero al perioadei, în kW;
α — coeficient de creștere anuală a sarcinii, determinat de datele de consum din rețeaua ce se proiectează.

Sarcinile de calcul ale rețelelor urbane evaluate global sau defalcate pe categorii de consumatori, mai pot fi determinate plecînd de la consumul anual specific de energie electrică raportat la o unitate de suprafață construită (metru pătrat sau kilometru pătrat).

Această metodă de determinare a sarcinilor este indicată, în special, la întocmirea proiectelor de reamenajare sau extindere a rețelelor electrice de joasă tensiune, unde există o evidență statistică corespunzătoare în ceea ce privește parametrii caracteristici ai consumatorilor de energie electrică.

În aceste condiții se folosește relația

$$P_s = \frac{W_s(1+\alpha)^t}{T_{max}}, \tag{1.53}$$

în care: P_s este sarcina de calcul specifică, raportată la unitatea de suprafață construită și neconstruită din zona considerată, în kW/m² sau MW/km²;
W_s — consumul specific mediu anual de energie electrică raportat la aceeași unitate de suprafață în kWh/m²;
T_{max} — durata de utilizare a sarcinii maxime, în h/an;
α — coeficient de creștere relativă anuală a consumului de energie electrică;
t — perioada de perspectivă luată în considerare la proiectare, în ani.

Puterea maximă a rețelei pentru categoria de consumatori analizată se determină cu relația

$$P_{max_r} = P_s A_z k_S \ [\text{kW}], \tag{1.54}$$

în care A_z este suprfața zonei, în m² sau km², iar k_S — coeficientul de simultaneitate.

Pentru prognoza sarcinilor electrice pentru o zonă dată cînd se folosește o lege de modelare exponențială de forma $y = \alpha e^{\beta t}$ se poate obține, în funcție de datele statistice anterioare, o plajă de valori cuprinsă între un minim și un maxim.

De exemplu pentru vîrful de putere P se pot considera valorile: $\alpha_{min} = 570$; $\alpha_{max} = 165$; $\beta_{min} = 0{,}032$; $\beta_{max} = 0{,}075$.

Pentru consumul de energie electrică W — valorile: $\alpha_{min} = 2{,}9$; $\alpha_{max} = 0{,}8$; $\beta_{min} = 0{,}035$; $\beta_{max} = 0{,}085$.

BIBLIOGRAFIE

1. C.I.R.E. — S.C.P. și ICEMENERG *Dezvoltarea rețelelor electrice de distribuție urbană. Îmbunătățirea structurii rețelelor electrice urbane din R.S.R. Principii tehnice*, nr. 239/5, 1975.
2. C.I.R.E. — S.C.P. și ICEMENERG *Concepția de dezvoltare a rețelelor electrice orășenești. Îmbunătățirea structurii rețelelor de distribuție. Directive tehnice*, nr. 239/7, 1977.

3. * * * *Determinarea consumului specific de energie și putere electrică pe apartament, în mediul urban și rural, în prezent și în perspectivă.* ICEMENERG, nr. 6, București, 1970.
4. * * * *Studiul privind dezvoltarea consumului edilitar și casnic în R.S.R. în etapa 1970—1990.* I.S.P.E., București, 1970.
5. PLEINS, W. W. și ZAJIC, K. U. *A Method of Estimating Demand.* În : I.E.E.E. Trans. Power Apparatus and Systems, 80, nr. 2, 1962, p. 878—883.
6. * * * *Annual Bulletin of Electric Energy Statistics for Europe.* U.W. Geneva, 1978.
7. KROSS, A. *Dezvoltarea utilizării energiei electrice.* În : ETZ—B—R.F.G., 17, nr. 13, 1965, p. 563—558.
8. * * * *Les problèmes de croissance de l'industrie électrique dans le perspective d'un triplement des consumation.* În : UNIPEDE, Rapport du Comité de Direction, Congress de Cannes, sept., 1970.
9. * * * *Studiu de fundamentare care să stea la baza proiectării în viitor a instalațiilor electrice în locuințe.* C.P.C.P. Institutul de cercetare și proiectare pentru sistematizare locuințe și gospodărie comunală. București, nr. T 940, 1976.
10. DUBOIS, J. *Developpement de la demande d'energie électrique dans les grandes villes.* În : Congres UNIPEDE, Franța, Referat 70/D. 5, 1972.
11. HILDEBRANDT, E. *Symposium über langfristige Perspecktiven der Electroenergieversorgung.* În : Energietechnic, R.D.G., nr. 23, 1973, p. 76—84.
12. LESZLO, T. *Contribuții la studiul dezvoltării în perspectivă a consumului casnic de energie electrică, având în vedere influența asupra rețelei de distribuție.* Teză de doctorat, Institutul Politehnic Timișoara, 1974.
13. FEDOSENKO, N. I. și MIREV, G. V. *Consumul de energie electrică în locuințe.* În : Elecrtricestvo, U.R.S.S., nr. 3, 1963.
14. SARDEMANN, F. *Consumul specific de energie electrică în gospodăriile casnice din S.U.A.* În : Elektrizität, R.F.G., 14, nr. 7, 1964, p. 165—172.
15. SCHWARTZ, J. *Aussichten der Elektrifizierung von neuen Wohnungen in verschärften Energie-Wettbewarg.* În : Electrizitatswirtschaft, R.F.G., 65, nr. 16, 1966, p. 506—510.
16. BERCOVICI, M., ș.a. *Rețele electrice. Calculul electric.* București, Editura tehnică, 1974.
17. GHEORGHIU, N. ș.a. *Utilizarea energiei electrice în industrie și agricultură.* București, Editura tehnică, 1974.
18. JURICIC, B. *Conception probabiliste des puissances appeleés.* În : Rapp. 6—CIRED, Liège, 1970.
19. LAGNER, A. *Zukuftorientierte Bemessung der Anlagen für de Elektroenergieversorgung in Wohngebieten.* În : Elektropraktiker, R.D.G., nr. 9, 1964, p. 309—314.
20. LAKNER, A. *Coeficientul de simultaneitate al consumatorilor unei rețele de joasă tensiune radială.* În : Electrotechnika, R.P.U., nr. 2—3, 1969.
21. VEDÈRE, E. *Les courbes de charge des chauffes-eau et les courbes de charge des cuisinières,* În : Bulletin de l'Association Suisse des Électriciens, Elveția nr. 16 și 22, 1964.
22. VEDÈRE, E. *Etude de la charge des postes de distribution en fonction du développement des applications de l'électricite.* În : B.A.S.E., Elveția, nr. 3, 1970.
23. STAURENGHI, P. și SCAGLIA, G. *Determinazione del coefficiente di contemporaneita riferito ai prelievi di potenza di utenza situate in zone rurale.* În : Energia Elettrica, nr. 11 1969, p. 791—895.
24. KROMS, A., *Prognoze der amerikanischen Elektrizitätswirtschaft.* În : Elektrizitätswirtschaft, nr. 5, 1970, p. 130.
25. * * * *Prognoza necesarului de energie electrică în R.S.R. pînă în anul 2000. Partea III : Prognoza necesarului de energie electrică pentru utilizări casnice în R.S.R. pînă în anul 2000.* Institutul de studii și cercetări pentru planificare, București, 1971.
26. BERCOVICI, M., ș.a. *Domestic Electric Power Consumtion in Romania,* În : A VIII-a C.M.E., rap. 1. 2. 219, București, 1971.
27. LE GOSS, R. *Puissance et consumations dans la maison „tout electrique".* În : Bull. A.S.E., 63, 1972, p. 983—989.
28. WOLF, R. *Chauffage et conditionnement électriques des locaux.* 1971. Paris, Ed. Eyrolles,
29. GRADIN, R., HAAL, S. și LINDKAAG, N. E. *The Electrical Heating of Multifamily Buildings.* În : Elektrowärme International, nr. 30, 1972, p. A 31—A 35.
30. VERDET, B., ș.a. *Evolution des consummations domestiques d'energie electrique et dispositions prisse au regard de cette evolution.* În : A VII-a C.M.E., Sect. E, rap. 186, București 1968.
31. PREDA, D. *Încălzirea locuințelor cu ajutorul sobei electrice cu acumulare de căldură.* București, ICEMENERG— Generalizarea experienței de exploatare, vol. 144, 1977.

2. ANALIZA STRUCTURILOR ŞI CARACTERISTICILOR REŢELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUŢIE

Dezvoltarea într-un ritm rapid a consumului de energie electrică, schimbarea structurii acestui consum au făcut ca în toate ţările lumii să se pună în mod acut problema studierii dezvoltării reţelelor electrice de distribuţie.

Problema dezvoltării reţelelor de distribuţie devine în prezent şi mai complexă datorită situaţiei noi ivite, de economisire şi raţionalizare a consumului de energie, în general, şi a energiei electrice în special.

Modul de rezolvare a încălzitului locuinţelor şi a apei, condiţionarea aerului şi prepararea hranei va determina în mare măsură atît structura cît şi dimensionarea noilor reţele electrice de distribuţie. Pe lîngă aceasta, dezvoltarea transportului în comun în oraşe, marii consumatori comerciali, birourile administrative, dezvoltarea serviciilor către populaţie etc. imprimă acestor reţele un caracter complex.

Creşterea pretenţiilor impuse consumatorilor face ca reţelele de distribuţie să prezinte un grad ridicat de siguranţă în alimentare, în special reţelele de distribuţie urbană, cu implicaţii foarte mari asupra structurii şi dimensionării lor.

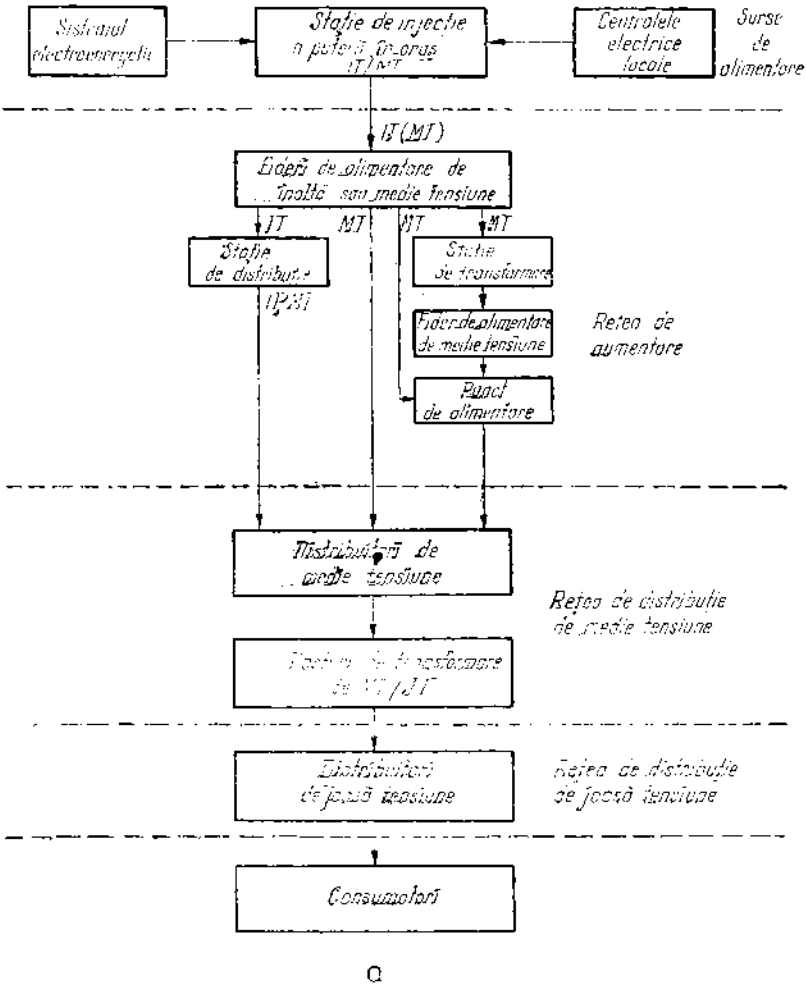
Reţeaua de distribuţie devine un complex de instalaţii format atît din staţiile de alimentare, staţiile de transformare, liniile de alimentare de înaltă tensiune (110—400 kV) şi de distribuţie de medie şi joasă tensiune, posturile de transformare etc., analiza lor trebuind să se facă simultan, una fiind condiţionată de cealaltă (fig. 2.1).

Prin alegerea structurii unei reţele electrice de distribuţie se înţelege determinarea nivelului de tensiune la care să funcţioneze reţeaua, alegerea configuraţiei, care cuprinde schema de conexiuni a reţelei şi amplasarea surselor de injecţie, stabilirea dimensiunilor optime a legăturilor şi transformatoarelor etc. astfel, încît să se ajungă la o structură optimă de reţea atît din punct de vedere economic cît şi al siguranţei în funcţionare.

Consumul de energie electrică a înregistrat în ultimii ani o continuă creştere, din care cauză reţelele de medie tensiune au devenit insuficiente

pentru a putea asigura în exclusivitate distribuția energiei electrice la punctele de alimentare și la posturile de transformare.

În zonele cu densitate relativ mică de consum s-au dovedit satisfăcătoare tensiuni pînă la 20 kV. În orașele mari însă devine necesară introducerea rețelelor de 110 kV sau chiar de 220 (400)kV, uneori suprapuse



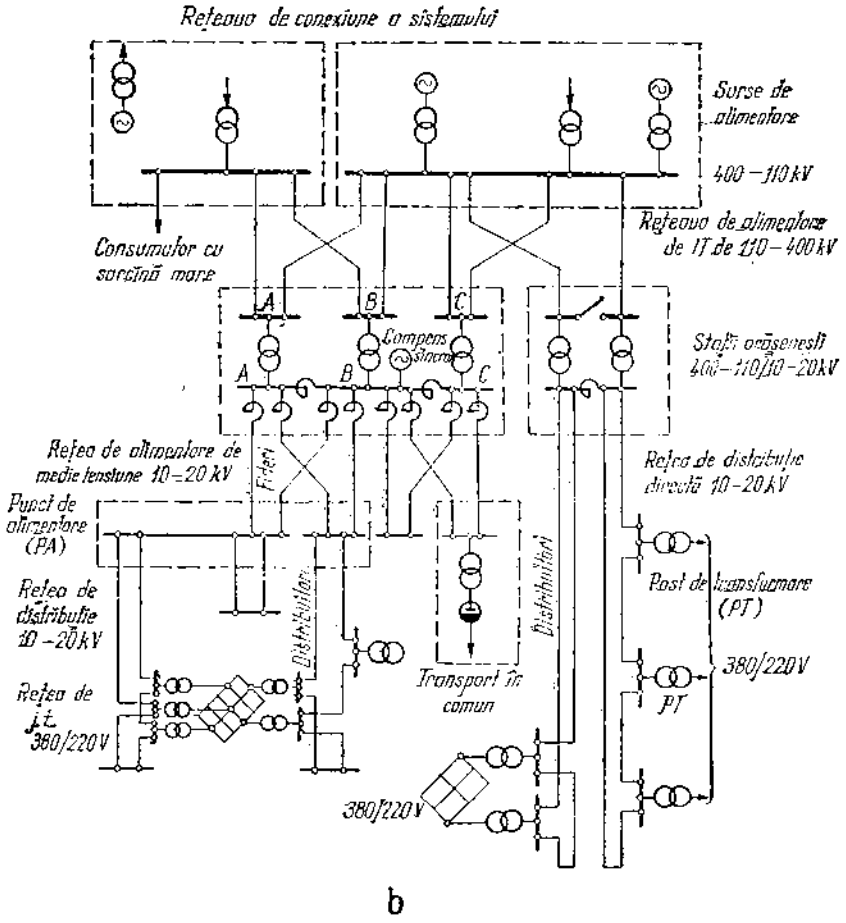
a

Fig. 2.1. Modul de organizare a rețelelor electrice de alimentare și distribuție urbană: *a* — Schema generală de organizare a rețelelor urbane.

peste o rețea deja existentă de 10 sau 20 kV. În marile orașe a rezultat, de asemenea, necesitatea de a se pătrunde cu liniile de înaltă tensiune de 110—400 kV cît mai adînc în interior, în vederea creării unor puncte de

injecție cît mai apropiate de zonele cu densitate mare a sarcinilor (racorduri adînci).

Ca urmare a concentrării obiectivelor industriale în anumite zone ale aglomerărilor urbane și degajării teritoriului propriu-zis al orașului de industrie, în dezvoltarea rețelelor electrice de distribuție trebuie avută


Rețeaua de conexiune a sistemului
Surse de alimentare
400 – 110 kV
Rețeaua de alimentare de 1? de 110 – 400 kV
Consumator cu sarcină mare
A
B
C
Compens. sincron
Stații orășenești 400 – 110/10 – 20 kV
Rețea de alimentare de medie tensiune 10 – 20 kV
Fideri
Rețea de distribuție directă 10 – 20 kV
Puncl de alimentare (PA)
Rețea de distribuție 10 – 20 kV
Distribuitori
Post de transformare (PT)
380/220 V
PT
Rețea de j.t. 380/220 V
Transport în comun
380/220 V

b

Fig. 2.1. Modul de organizare a rețelelor electice de alimentare și distribuție urbană: *b* — schema electrică principială.

în vedere tendința de separare a rețelelor electrice publice de cele care alimentează mari consumatori industriali.

Dacă pentru consumatorii industriali cu consumuri de putere ce pot fi preluate direct din rețeaua de medie tensiune și sînt amplasați în interiorul zonelor de locuințe, această separare este uneori mai puțin distinctă, în schimb pentru marii consumatori industriali care necesită alimentarea pe înaltă tensiune, această separare este netă în cele mai multe cazuri.

Această necesitate de separare a celor două categorii de rețele este accentuată din punct de vedere structural de caracteristicile consumatorilor care conduc la concepții diferite de proiectare, în vederea protejării consumatorilor publici de anumite fenomene electrice perturbatoare provocate în rețea de unii consumatori industriali (*șocuri de tensiune*, *fliker*), cît și de micșorarea consumurilor proprii tehnologice în rețea. Separarea celor două feluri de consumatori este obligatorie și din motive de exploatare, fiecare avînd altă curbă de sarcină, deci reguli diferite de exploatare.

2.1. CONFIGURAȚIA REȚELELOR DE ÎNALTĂ TENSIUNE

Alimentarea cu energie electrică a orașelor și îndeosebi a celor mari, se face atît din sistemul energetic cît și din centralele electrice locale (în special centrale electrice de termoficare), alimentarea predominantă fiind asigurată însă din sistemul energetic.

Valorile utilizate pentru tensiunile de alimentare sînt : 500, 400 (380), 220—230, 132, 110 (120) kV, preconizîndu-se pentru viitor ca marile orașe să fie alimentate la tensiunea de 400—500 kV. Regiunea Paris, de exemplu, este alimentată la tensiunea de 380 (730) kV și 225 kV, Moscova la 500 și 220 kV etc. Pentru orașele mici și mijlocii se mai utilizează tensiuni cuprinse între 60 și 110 kV.

Rețelele de alimentare de înaltă tensiune 110—400 kV ale marilor orașe pot fi proiectate cu o singură treaptă de tensiune înaltă (de exemplu 110 kV), sau cu două trepte de înaltă tensiune [de exemplu 400(220)/110 kV], în ambele variante se adaugă, bineînțeles, rețelele de medie tensiune 10—20 kV și cele de joasă tensiune.

În cazul în care rețeaua de înaltă tensiune 110—400 kV nu există dezvoltată într-un oraș și este doar în fază de proiect, se constată că sistemul cu o singură treaptă de tensiune înaltă 110/10 (20) kV sau 220/20 kV este întotdeauna mai avantajos decît sistemul cu două trepte de tensiuni înalte 400 (220)/110/10(20) kV, atît datorită reducerii pierderilor de energie, ca urmare a eliminării unei transformări intermediare, cît și datorită investițiilor.

Astfel, din compararea unui sistem de 110/35/10 kV cu un sistem de 110/10 kV rezultă că sistemul de 110/35/10 kV costă în ansamblu cu circa 20% mai mult decît sistemul de 110/10 kV [29].

În schimb situația este mai puțin clară în cazul orașelor în care există deja o rețea dezvoltată de 35—60 kV. În funcție de condițiile topografice care pot fi foarte diferite și de densitățile de sarcină, care pot varia de la 3 la 100 MVA/km^2, poate să fie interesantă soluția introducerii unui sistem unitar cu două tensiuni înalte (110/35/10 kV sau 220/60/10 kV), sau introducerea unui sistem mixt, o parte din oraș să fie alimentat prin două tensiuni înalte, iar o altă parte, în special cartierele noi construite, să fie alimentate la o singură tensiune înaltă, de exemplu 110/10(20) kV sau 220/20 kV.

Alegerea soluției optime de alimentare cu energie electrică la înaltă tensiune, în cazul multor orașe mari constituie în prezent o problemă foarte importantă, a cărei rezolvare nu este posibilă decît în urma efectuării unor studii tehnice și economice aprofundate.

Schemele de conexiuni ale rețelelor electrice de înaltă tensiune 110—400 kV trebuie să fie proiectate pentru o perioadă de perspectivă de 15—20 ani, ca scheme inelare și eventual cu diagonale, avînd suficiente rezerve pentru cazuri de avarie astfel, încît alimentarea stațiilor de transformare coborîtoare să nu fie întreruptă.

La unele orașe mai mari alimentarea se face prin două inele concentrice, unul interior (de exemplu 110 kV sau 220 kV) în care debitează și centralele electrice locale și un alt inel exterior (de exemplu 220 kV sau 400—500 kV) alimentat din sistemul energetic. Aceste inele sînt legate între ele prin intermediul unor stații de transformare. Stațiile de alimentare sînt la rîndul lor alimentate din cel puțin două surse independente, avînd dublu sistem de bare colectoare, cu două sau mai multe transformatoare, de puteri cuprinse între 250 și 600 MVA, în unele cazuri în unități monofazate.

În ultima vreme se remarcă tendința de a se pătrunde cu rețeaua de alimentare de înaltă sau foarte înaltă tensiune în interiorul orașelor, cît mai aproape de zonele de consum (racorduri adînci). Alimentările din exterior se fac deobicei în cablu subteran. Există preocuparea ca și acolo unde pătrunderea în oraș se face prin linii aeriene, acestea să fie trecute în cablu subteran.

Liniile electrice de alimentare la înaltă tensiune se realizează în cabluri monopolare uscate sau sub presiune (de ulei sau gaz). În scopul reducerii influențelor în liniile de telecomunicații, pe de o parte și a economiei de cupru pe de altă parte s-a trecut în ultima vreme la soluția cablurilor cu conductoare de aluminiu în manta de aluminiu. De asemenea, pentru reducerea pierderilor de putere activă, care în cazul folosirii aluminiului sînt mai mari, se utilizează un sistem de transpunere a mantalelor la fiecare manșon de joncțiune.

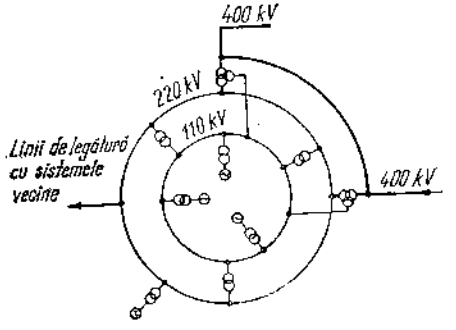


Fig. 2.2. Configurație geometrizată a rețelelor de alimentare a unui mare oraș prin două inele concentrice de tensiuni diferite [110 kV și 220 (400) kV].

În fig. 2.2 este reprezentată schema de alimentare cu energie electrică a unui mare oraș prin două inele concentrice, unul interior de 110 kV, în care debitează centralele electrice locale și cele situate la distanțe de cel

mult 100 km de acestea, și un inel exterior de 220 (400) kV, alimentat din sistemul energetic sau de la centralele electrice situate la 100—400 km de oraș. Cele două inele sînt interconectate prin stații de 220 (400)/110 kV și sînt alimentate, în plus, de centralele situate la distanțe foarte mari

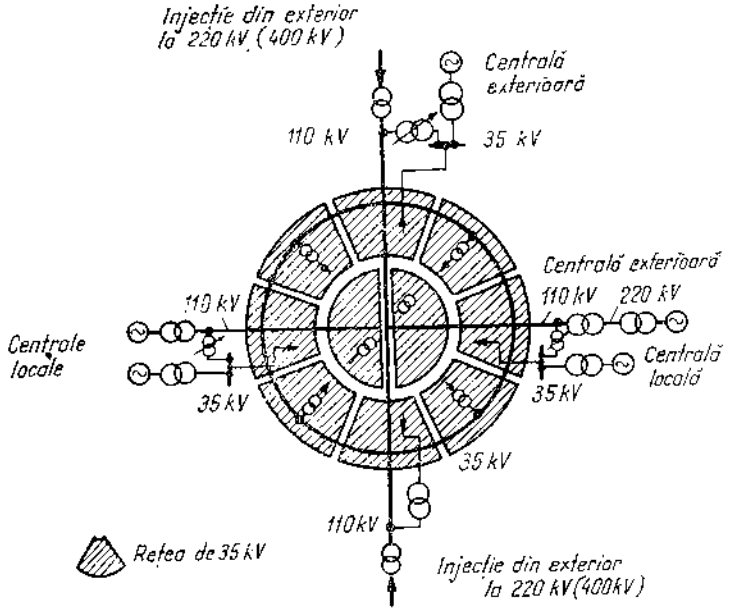


Fig. 2.3. Reprezentarea schematică a rețelei de alimentare cu energie electrică a unui oraș în care a existat o rețea întinsă de 35 kV și peste care a fost necesar să se suprapună o rețea cu tensiunea de 110 kV.

prin intermediul unei rețele de 400 kV. Punctele de injectare a energiei reprezintă stații coborîtoare racordate la liniile de 110 kV.

În fig. 2.3 este reprezentată schema de alimentare cu energie electrică a unui oraș în care a existat o rețea întinsă de 35 kV, rețea devenită cu timpul insuficientă, și peste care a fost necesar să se suprapună o rețea de 110 kV, formată dintr-un inel cu două diagonale și stațiile de transformare aferente de 110/35 kV.

În fig. 2.4 se prezintă schema principială a proiectului de alimentare cu energie electrică a orașului Berlin (Vest) [42].

O rețea de 380 kV dublu circuit va fi creată în interiorul orașului avînd o lungime de 8,1 km în cablu subteran și 2,6 km în linie aeriană, la periferia orașului. Stațiile de transformare de 380/110 kV vor avea un sistem dublu de bare colectoare la tensiunea de 380 kV și bare duble cu bară de transfer la tensiunea de 110 kV și vor fi echipate cu celule metalice

capsulate cu întreruptoare cu SF_6. Transformatoarele de 380/110 kV cu o putere de 200 MVA fiecare vor avea montate pe înfășurarea terțiară bobine de compensare de 35 Mvar.

Stațiile de transformare de 110/10 kV vor avea sistem simplu de bare colectoare atît la 110 kV cît și la medie tensiune și vor fi echipate cu trei transformatoare de 31,5 MVA fiecare.

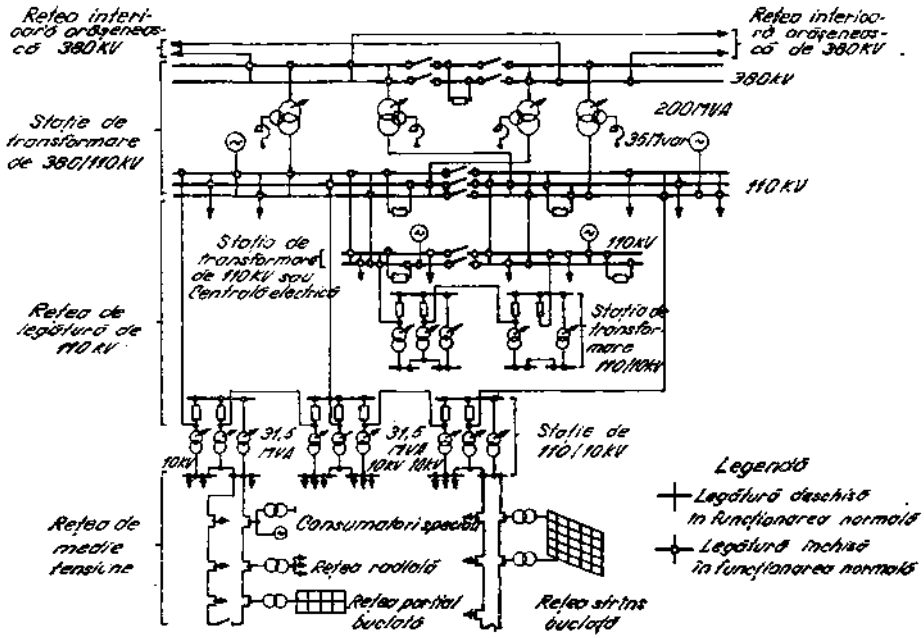


Fig. 2.4. Schema principială a proiectului de alimentare cu energie electrică a orașului Berlin (Vest).

La tensiunea de 10 kV distribuția se va face direct fără puncte de alimentare, prin distribuitoare în buclă deschisă. Rețeaua de joasă tensiune de 0,4 kV va fi radială la periferia orașului și strîns buclată în centrul orașului și în zonele nou construite.

În fig. 2.5 se dă schema de principiu a rețelelor de alimentare din regiunea Paris [13, 24, 27] care are două inele de înaltă tensiune, unul la 380 kV ce va fi trecut la 730 kV și altul în cablu subteran, la 225 kV. În fig. 2.6 se prezintă schema electrică monofilară a unei stații de transformare de 225/20 kV, înglobată în clădiri și utilizată în mod curent în Paris [22].

În fig. 2.7 se arată schema electrică principială de alimentare a orașului Teheran care prevede un inel cu dublu circuit de 230 kV [38].

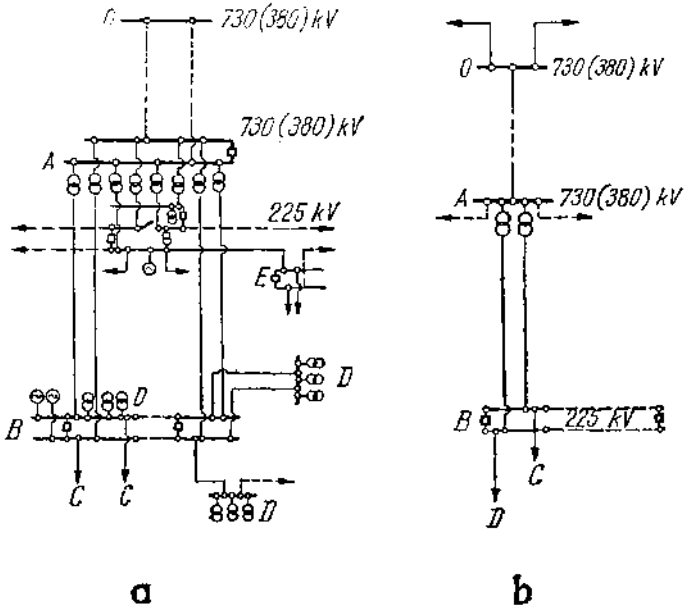


Fig. 2.5. Schema electrică de principiu pentru alimentarea regiunii Parisului:
a — schema electrică de principiu; *b* — schema unui element fundamental din structura rețelei. *O* — Stații de conexune de 730 (380) kV amplasate în afara orașului. *A* — Stații de conexiune și transformare 730 (380)/225 kV amplasate la marginea orașului. *B* — Stații de transformare 225/20 kV amplasate în interiorul orașului. *C*, *D* și *E* — Stații de transformare 225/20 kV situate geografic în diferite zone ale orașului.

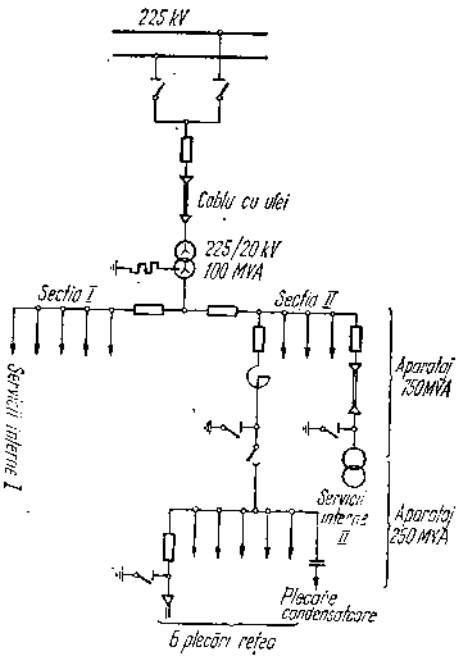


Fig. 2.6. Schema electrică monofilară a unei stații de transformare de 225/20 kV, înglobată în clădiri, utilizată la Paris.

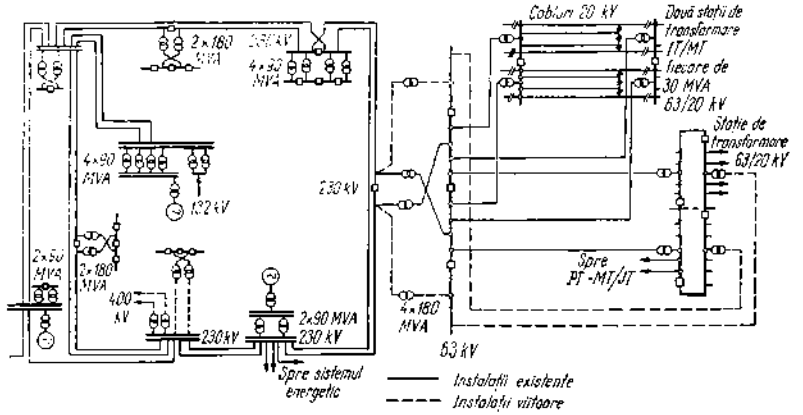


Fig. 2.7. Schema principială de alimentare cu energie electrică a orașului Teheran.

2.2. CONFIGURAȚIA REȚELELOR ELECTRICE DE MEDIE TENSIUNE

Trepte de tensiune. În rețelele de distribuție de medie tensiune se întîlnesc pe plan mondial, în prezent, un număr foarte mare de trepte de tensiune ca: 3, 6, 10, 11, 15, 18, 20, 30, 33, 35 kV. Dintre acestea, tensiunile cele mai frecvent utilizate sînt cele de 10 și 20 kV. Folosirea unei tensiuni sub 10 kV poate fi economică numai dacă zonele de alimentare sînt mici sau dacă este cazul unor rețele cu un număr mare de motoare alimentate la medie tensiune (rețele cu caracter industral). În general, tensiunea de 10 kV se utilizează în zonele urbane cu densități mai mici de sarcină sub 2,5—3 MVA/km², iar cea de 20 kV în zonele cu densități de sarcină mai mari de 3 MVA/km² și în distribuția rurală.

Tensiunile de 3, 30 și 35 kV sînt utilizate din ce în ce mai puțin, cu tendința de a fi eliminate.

De exemplu, în unele țări europene pentru rețeaua de distribuție de medie tensiune, s-au generalizat următoarele tensiuni: în Franța — tensiunea de 20 kV [12, 27], în U.R.S.S. — tensiunea de 10 kV, iar pentru densități de sarcină mai mari de 10 MVA/km², tensiunea de 20 kV [21], în R.F.G. — tensiunea de 10 kV [20], în Marea Britanie — 33 și 11 kV [17] etc.

În R.S. România tensiunile utilizate în rețelele de medie tensiune sînt cele de 10 și 20 kV cu tendința de generalizare a tensiunii de 20 kV.

În general, se remarcă tendința de folosire a unui număr minim de trepte de tensiune sau chiar a unei singure tensiuni în rețeaua de medie tensiune. De asemenea, se urmărește realizarea rețelei de medie tensiune într-o structură unică pe întreg teritoriul unui oraș. În acest sens este caracteristică rețeaua de distribuție a energiei electrice din Paris [24, 26].

Rețelele de distribuție de medie tensiune servesc pentru alimentarea posturilor de transformare din rețea, de la barele centralelor electrice sau stațiilor de transformare coboritoare care alimentează zona respectivă.

Din punctul de vedere al schemei de conexiuni rețelele electrice de distribuție de medie tensiune pot fi împărțite în două categorii:

— Rețele cu distribuție directă, în care posturile de transformare sînt alimentate prin linii de distribuție (denumite și distribuitori), conectate direct la barele centralelor sau ale stațiilor de transformare, prin linii destinate exclusiv acestui scop.

— Rețelele cu distribuție prin puncte de alimentare, în care posturile de transformare sînt racordate prin linii de distribuție (distribuitori) la barele punctelor de alimentare. Acestea, la rîndul lor, sînt alimentate din stații de transformare sau centrale electrice prin linii de alimentare (fideri). Aceste rețele rezultă deci din suprapunerea a două rețele distincte cu aceiași tensiune, rețeaua de alimentare (de fideri) și rețeaua de distribuție propriu-zisă.

În dezvoltarea rețelelor electrice de distribuție la medie tensiune se va adopta, de regulă, sistemul distribuției directe, fără utilizarea punctelor de alimentare, așa cum prevăd directivele tehnice în vigoare [1].

În cazuri speciale, justificate tehnic și economic, se poate utiliza și sistemul de distribuție cu puncte de alimentare.

Un avantaj al utilizării punctelor de alimentare constă în reducerea numărului de celule necesare în stațiile de transformare. Acestea sînt celule costisitoare, prevăzute cu aparate grele de comutare, spre deosebire de celulele de medie tensiune din punctele de alimentare, în care puterile de scurtcircuit sînt mult mai mici, fiind limitate de impedanța fiderilor sau de bobinele de reactanță instalate pe plecările din stația de transformare. De asemenea, în anumite cazuri, lungimea totală a rețelei se micșorează prin introducerea punctelor de alimentare, iar posibilitățile de extindere în viitor sînt mai mari.

În general, rețelele cu puncte de alimentare par a fi avantajoase din punct de vedere economic, respectiv al obținerii unor consumuri proprii tehnologice mai mici, în cazul alimentării unor suprafețe întinse, cu sarcini mai reduse.

Schemele de conexiuni ale rețelelor de alimentare de medie tensiune. Schemele de conexiuni ale rețelelor de alimentare depind de numărul de puncte de alimentare ale sectorului respectiv.

În cazul sectoarelor cu un singur punct de alimentare, cea mai simplă este schema radială, care conduce la investiții minime, la o protecție simplă și la o exploatare ușoară (fig. 2.8). În schimb, în cazul unui defect pe barele stației de transformare sau pe un fider, punctul de alimentare rămîne fără tensiune pînă la remedierea defectului, situație deobicei inadmisibilă.

Întrucît defectele pe fideri sînt mult mai frecvente decît pe barele stațiilor, pentru consumatorii mai importanți se recomandă schemele radiale duble, cu doi fideri care asigură alimentarea neîntreruptă a con-

sumatorilor, chiar în cazul cînd pe unul din fideri apare un defect (fig. 2.9). În acest caz însă, secțiunile conductoarelor se aleg astfel, încît un singur fider să poată suporta întreaga sarcină a punctului de alimentare.

Pentru a se evita creșterea curenților de scurtcircuit pe barele punctului de alimentare, menținîndu-se avantajul alimentării prin doi fideri,



Fig. 2.8. Schema principială a unei rețele de alimentare de medie tensiune radială.

se utilizează schema din fig. 2.10, în care barele punctului de alimentare sînt secționate longitudinal, iar cupla longitudinală, deschisă în funcționare normală, este prevăzută cu dispozitiv de anclașare automată a rezervei

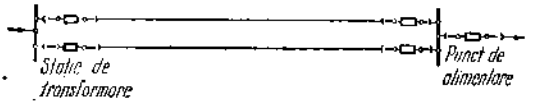


Fig. 2.9. Schema principială a unei rețele de alimentare de medie tensiune radială dublă, cu doi fideri în paralel.

(AAR). Bineînțeles că fiecare dintre cei doi fideri trebuie să fie dimensionat pentru a putea prelua întreaga sarcină a punctului de alimentare.

Pentru a se evita deconectarea consumatorilor chiar în cazul unui defect pe barele stației de transformare, schema poate fi perfecționată prin

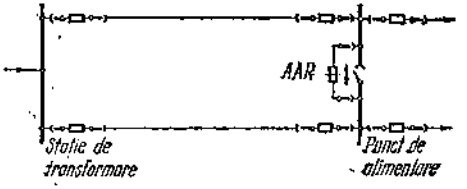


Fig. 2.10. Schema principială a unei rețele de alimentare de medie tensiune prin doi fideri care debitează pe barele unui punct de alimentare, secționate longitudinal.

secționarea longitudinală a acestor bare și prin alimentarea celor doi fideri de la secții diferite.

Același rezultat se obține și cu două stații de transformare diferite la fiecare stație fiind racordat cîte unul din cei doi fideri.

În cazul cînd în zonă există mai multe puncte de alimentare, acestea pot fi alimentate fie radial, prin cîte unul sau doi fideri, fie, de cele mai multe ori, prin intermediul unei rețele buclate (fig. 2.11) în care legătura

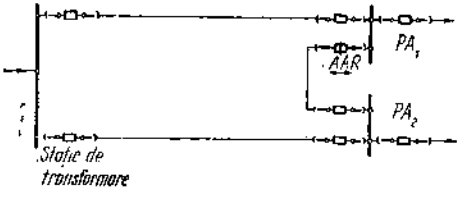


Fig. 2.11. Schema principială a unei rețele de alimentare de medie tensiune, în buclă.

transversală între punctele de alimentare PA_1 și PA_2, care în funcționare normală est deschisă, este prevăzută cu un dispozitiv AAR, iar fiecare din cei doi fideri de alimentare este dimensionat pentru a putea prelua sarcina ambelor puncte de alimentare. Deci, în această soluție, capacitatea de transport a fiderilor este de două ori mai mare decît consumul.

Pentru a se reduce costul fiderilor poate fi utilizată schema din fig. 2.12 în care sînt legate transversal trei puncte de alimentare, fiecare dintre

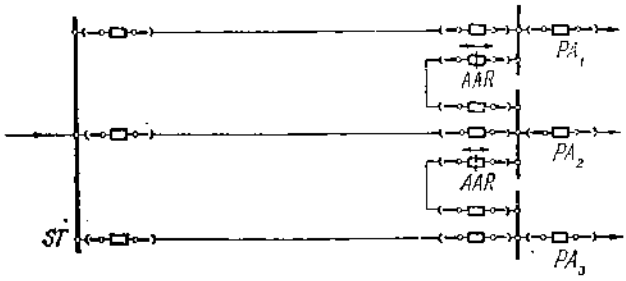


Fig. 2.12. Schema principială a unei rețele de alimentare de medie tensiune în care sînt legate transversal trei puncte de alimentare.

legăturile transversale fiind prevăzute cu dispozitive AAR. Considerîndu-se că în funcționare normală legăturile transversale sînt întrerupte și că cei trei fideri sînt încărcați egal, rezultă că în caz de avarie, la ieșirea din funcțiune a unui fider, prin închiderea legăturilor transversale ceilalți doi fideri se supraîncarcă cu 50%, capacitatea de transport a fiderilor fiind cu 50% mai mare decît consumul.

În cazul schemelor buclate din fig.2.11 și 2.12 este indicat, dacă există mai multe stații de transformare, ca alimentarea fiderilor să se facă de la stații diferite sau de la secții de bare diferite ale aceleași stații, mărindu-se în acest mod siguranța alimentării.

O soluție în care punctele de alimentare se grupează cîte trei, asigurîndu-se rezerva printr-un fider de rezervă comun celor trei fideri activi (soluție utilizată și în orașul București) este prezentată în fig. 2.13.

Fiecare punct de alimentare are o bară de lucru și o baretă de rezervă, legate printr-o cuplă prevăzută cu AAR.

Fiderul de rezervă este racordat la stația de transformare la o secție de bare diferită de cea la care este legat fiderul de bază. În *PA* fiderul este racordat la o bară de rezervă fără consum. În funcționare normală alimentarea punctelor de alimentare se face radial. La avarierea unui fider se închide automat întreruptorul respectiv și astfel intră în funcțiune fiderul de rezervă *Fr*. Capacitatea de transport a fiderilor este, în această schemă, numai cu 33% mai mare decît consumul.

În fig. 2.14 se prezintă o schemă de rețea de medie tensiune în buclă, cu puncte de alimentare, utilizată în orașul Milano. Se menționează că această schemă conduce la consumuri proprii tehnologice reduse atît în regim normal cît și în regimuri de avarie.

Rețeaua este constituită din una sau mai multe serii de posturi de transformare legate la puncte de alimentare diferite, acestea putînd fi

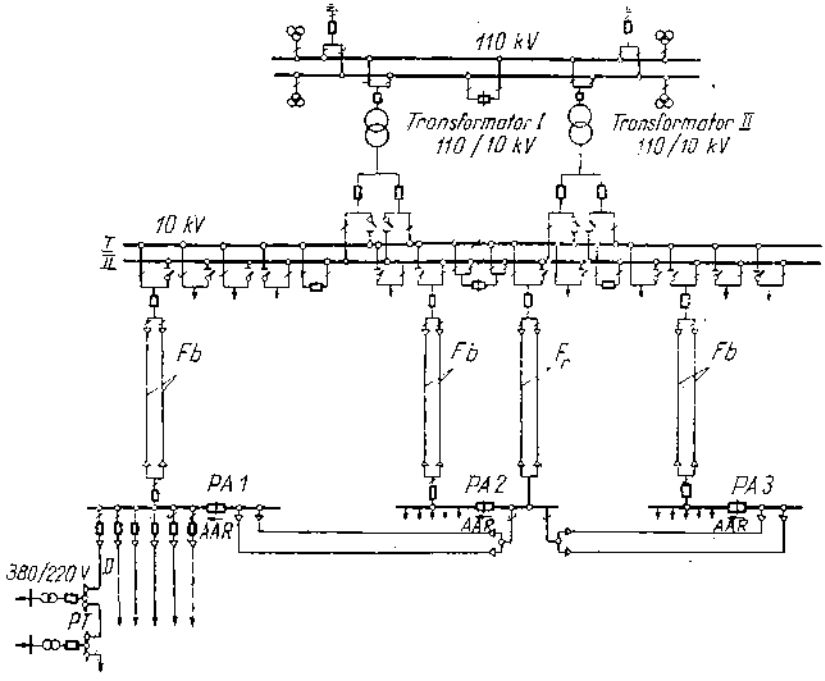


Fig. 2.13. Schema principială a unei rețele de alimentare de medie tensiune cu trei puncte de alimentare și cu fider de rezervă comun *Fr*:

PA — Punct alimentare; *Fb* — Cablu fider bază; *Fr* — Cablu fider rezervă; *D* — Cablu distribuitor; *PT* — Post transformare.

alimentate de fideri separați care fac legătura cu stații de transformare diferite.

Această schemă prevede funcționarea radială pentru fiecare buclă în parte, care în mod normal este secționată într-un punct oarecare. În funcție de necesitățile de exploatare sau de intervenții în cazuri speciale, alimentarea posturilor de transformare de pe o buclă poate fi preluată de o altă buclă, respectiv de un alt punct de alimentare.

O schemă cu ramificații în dublă alimentare din surse diferite se poate vedea în fig. 2.15. Această dispoziție prevede funcționarea radială pentru fiecare distribuitor, care în mod normal este deschis într-un punct oarecare față de cele două puncte de alimentare cărora le face legătura, prin preluarea energiei necesare dintr-un punct de alimentare sau din celălalt, după necesitățile de exploatare sau de intervenție în cazuri speciale.

În acest scop se pot adopta diverse posibilități de funcționare sau se alege o schemă multiplă ca în fig. 2.16 și 2.17.

În rețelele de acest gen pot apărea, mai ales în caz de alimentare de la stații diferite, inconveniente datorate alimentării simultane a unei ramificații de la ambele extremități.

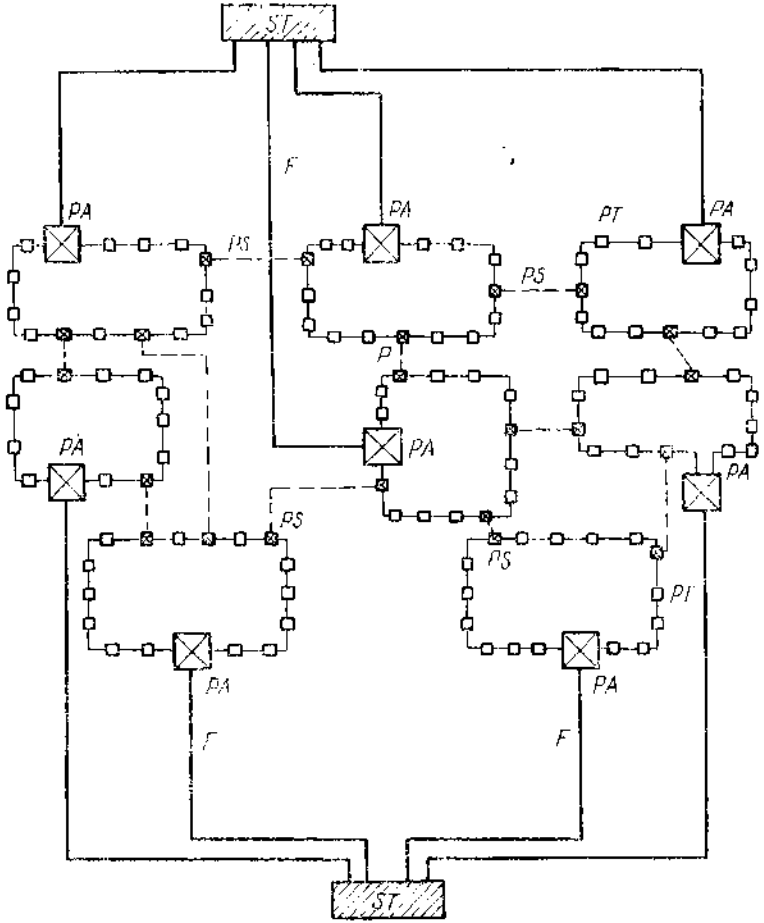


Fig. 2.14. Rețea de medie tensiune în buclă, cu posibilitatea de interconexiune a buclelor;
ST – stație de transformare; *F* – fider; *PA* – punct de alimentare; *PT* – post de transformare; *PS* – post de secționare.

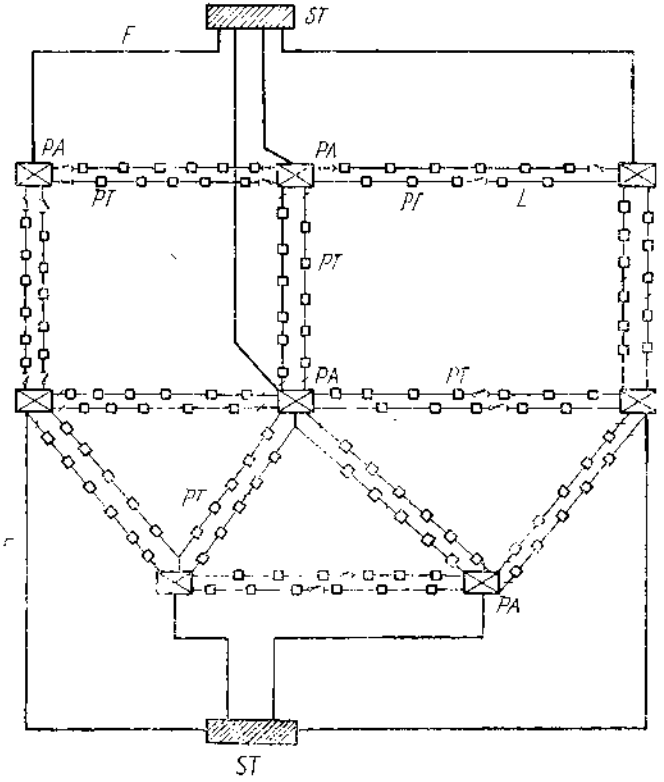


Fig. 2.15. Rețea de medie tensiune cu ramificații în dublă alimentare, din surse diferite.
ST – stație de transformare; *PA* – punct de alimentare; *F* – fider; *L* – linie de legătură între *PA* și *PT*.

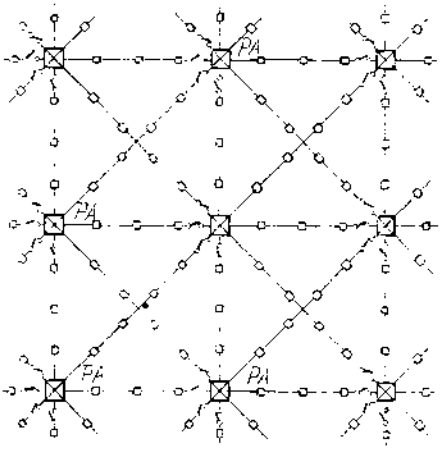


Fig. 2.16. Rețea de medie tensiune în buclă dar cu funcționare radială, alimentată numai dintr-un singur punct de alimentare.

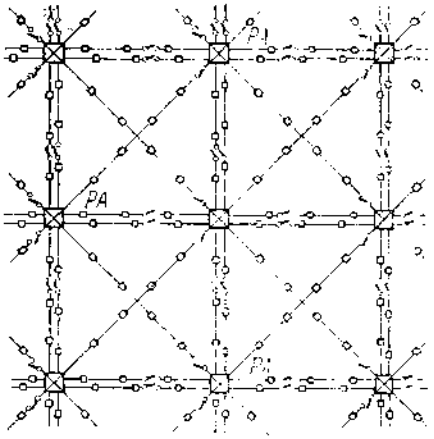


Fig. 2.17. Rețea de medie tensiune în buclă cu separatoare intermediare pentru funcționare radială.

Schemele de conexiuni ale rețelelor de distribuție de medie tensiune. Din utilizările curente se disting următoarele configurații de rețele de distribuție de medie tensiune:

a. Rețele de distribuție radiale.

b. Rețele de distribuție în buclă (inel), alimentate de la două capete.

c. Rețele de distribuție complex (strîns) buclate.

d. Rețele de distribuție speciale, autostructurante.

a. Rețelele de distribuție radiale prezintă avantajul unor investiții mici, al unor protecții simple și al unei exploatări relativ comode; în schimb conduc la întreruperi de lungă durată ale posturilor de transformare în cazul defectelor în rețea, pe distribuitoare, sau pe barele stațiilor sau punctelor de alimentare. Aceste întreruperi durează pînă la remedierea defectului, iar amploarea defectului, adică numărul posturilor de tansformare întrerupte, depinde de locul scurtcircuitului. În fig. 2.18,*a* se prezintă schema de principiu pentru o astfel de rețea.

Rețelele radiale de medie tensiune se utilizează pentru alimentarea consumatorilor din zonele cu consum redus de putere din zonele rurale sau suburbane.

În fig. 2.18, *b* se prezintă schema unei rețele electrice radiale de medie tensiune, alimentarea consumatorilor executîndu-se prin racorduri monofazate din rețeaua de MT. Acest sistem este utilizat în distribuția rurală din S.U.A.

În scopul măririi selectivității protecției, pe ramurile mai importante ale rețelei, se montează întreruptoare *I* care se prevăd, de obicei, cu dispozitive de reanclanșare automată rapidă.

Pentru reducerea numărului întreruperilor și a duratei acestora se folosește *rețeaua radială în dublă derivație* (fig. 2.19), în care racordurile

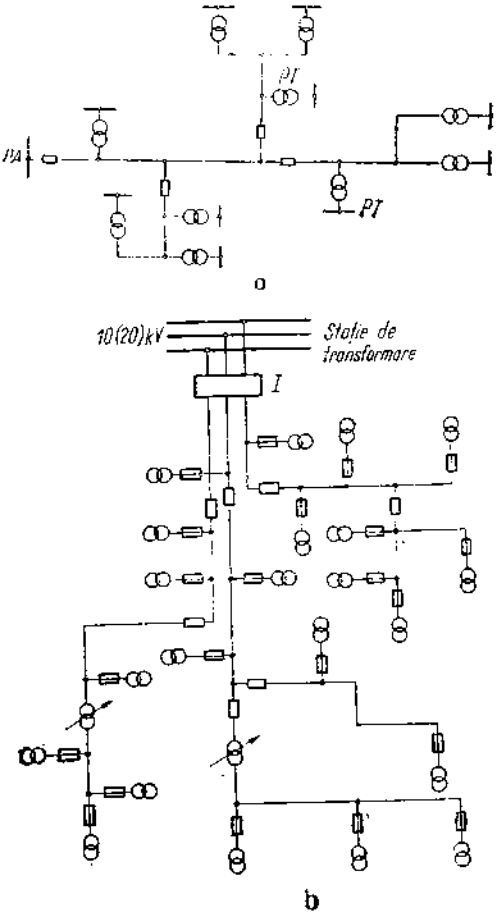


Fig. 2.18. Schema principială a unei rețele electrice radiale de medie tensiune:

a — racorduri trifazate de medie tensiune; *b* — posturile de transformare sînt alimentate prin racorduri monofazate din rețeaua de medie tensiune.

la consumatori sau la posturile de transformare sînt executate în derivație pe două cabluri distincte. Rețeaua poate fi alimentată simultan de la ambele cabluri de alimentare sau de la unul singur, celălalt constituind rezerva.

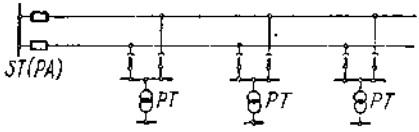


Fig. 2.19. Rețea radială de medie tensiune în dublă derivație, alimentînd posturi de transformare cu un singur transformator.

În scopul reducerii pierderilor de tensiune și de energie se recomandă ca în funcționare normală, fiecare distribuitor să alimenteze radial jumătate din numărul total al posturilor de transformare din rețeaua considerată; în caz de scurtcircuit pe unul din distribuitoare, posturile de

transformare alimentate de acesta sînt comutate pe celălalt distribuitor. Comutarea consumatorilor de pe un cablu pe celălalt se poate face automat, în care caz trebuie prevăzute întreruptoare pentru fiecare post de transformare. Soluția racordării distribuitoarelor prin întreruptoare este mult mai scumpă din care cauză ea nu se întrebuințează decît în cazuri speciale (consumatori importanți).

Această soluție impune existența manșoanelor de derivație de medie tensiune ceea ce constituie în dezavantaj important.

Din schema radială prezentată în fig. 2.19 derivă și schema mai perfecționată a *rețelelor de distribuție dublu radiale* din fig. 2.20. În această

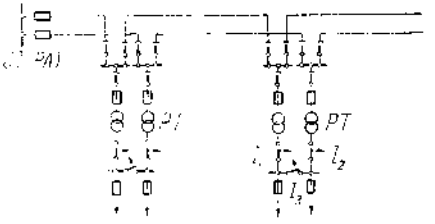


Fig. 2.20. Rețea radială de medie tensiune în dublă derivație alimentînd posturi de transformare cu două transformatoare.

schemă, în posturile de transformare sînt instalate cîte două transformatoare alimentate de la distribuitoare diferite. Pe partea de joasă tensiune, în postul de transformare sînt instalate trei întreruptoare automate, dintre care în funcționare normală I_1 și I_2 sînt închise, iar I_3 este deschis astfel încît rețeaua de joasă tensiune este alimentată de la două secții de bare diferite.

Această schemă elimină aproape toate întreruperile în alimentare, cu excepția unor deranjamente foarte grave, cum ar fi un scurtcircuit simultan pe ambele distribuitoare (în cazul cînd se montează pe același traseu) sau un incendiu în postul de transformare. Prezența unui mare număr de întreruptoare complică, în schimb, mult exploatarea acestei scheme.

b. Rețele de distribuție în buclă (*inel*) în care caz, rețeaua poate fi:

— cu alimentare unică la care distribuitoarele pleacă din aceiași stație, numărul cablurilor de medie tensiune depinzînd de valoarea sarcinii de vîrf a rețelei;

— cu alimentare de la 2 capete schema prezentînd avantajul unei siguranțe sporite în exploatare deoarece, la căderea unei surse consumatorii pot fi alimentați în continuare de la sursa din celălalt capăt rămas în funcțiune.

De regulă, rețelele în buclă funcționează cu bucla deschisă, adică radial.

Rețelele de distribuție cu funcționare buclată se adoptă mai rar, în special la alimentarea zonelor cu densități mari de sarcină și consumatori care nu suportă întreruperi de durată. Acest tip de rețea poate avea mai multe puncte de injecție (de la secții de bare diferite sau din stații de transformare diferite).

Funcționarea permanent buclată a rețelei de medie tensiune prezintă avantajul unor consumuri tehnologice mai reduse decît la funcționarea radială și al eliminării întreruperilor.

Dezavantajul acestui tip de rețea îl constituie necesitatea prevederii unei protecții speciale (defectele fiind alimentate din două părți), protecție care reclamă utilizarea unui echipament complex.

În cazul folosirii rețelei buclate de medie tensiune, rețeaua de distribuție de joasă tensiune se va bucla, de regulă, și ea în mod corespunzător, cu asigurarea posibilităților de alimentare de la mai multe posturi de transformare, alimentate prin distribuitoare diferite.

În cazurile în care zonele prezintă o valoare mare a densității de sarcină, rezultată atît din regimul de înălțime al construcțiilor cît și din gradul de ocupare al terenului va trebui analizată, pe baza criteriului cheltuielilor totale actualizate, și varianta alimentării numai cu o rețea de medie tensiune, fără rețea de joasă tensiune, adică cu posturi de transformare MT/JT la fiecare imobil.

În fig. 2.21 se prezintă o schemă de rețea de distribuție buclată, în care pentru mai multă siguranță cele două distribuitoare D_1 și D_2 sînt racordate la surse diferite.

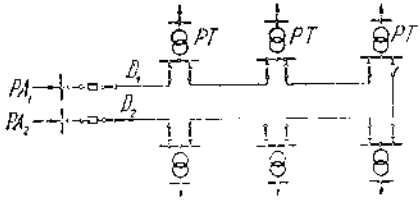


Fig. 2.21. Rețea de distribuție de medie tensiune în buclă.

În fig. 2.22 se prezintă cazul unei rețele cu trei cabluri distribuitoare care funcționează buclat, racordate la aceiași sursă.

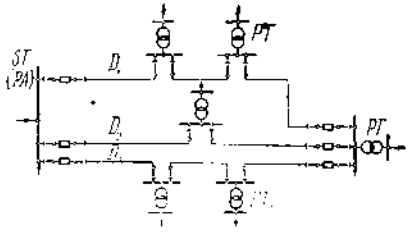


Fig. 2.22. Rețea de distribuție de medie tensiune cu trei cabluri distribuitoare, care funcționează buclat, racordate la aceiași sursă.

În fig. 2.23 este prezentată schema unei rețele de distribuție de medie tensiune în buclă, cu diferite modalități de racordare a posturilor de transformare [30].

Cele mai favorabile condiții de alimentare în buclă (fig. 2.23) sînt asigurate de schema de tip *A*. Un defect în rețeaua exterioară sau în transformator T_1 este izolat de întreruptoarele *1* și *2* de rețea, adiacente defectului precum și de întreruptorul *3* din secundarul transformatorului. În

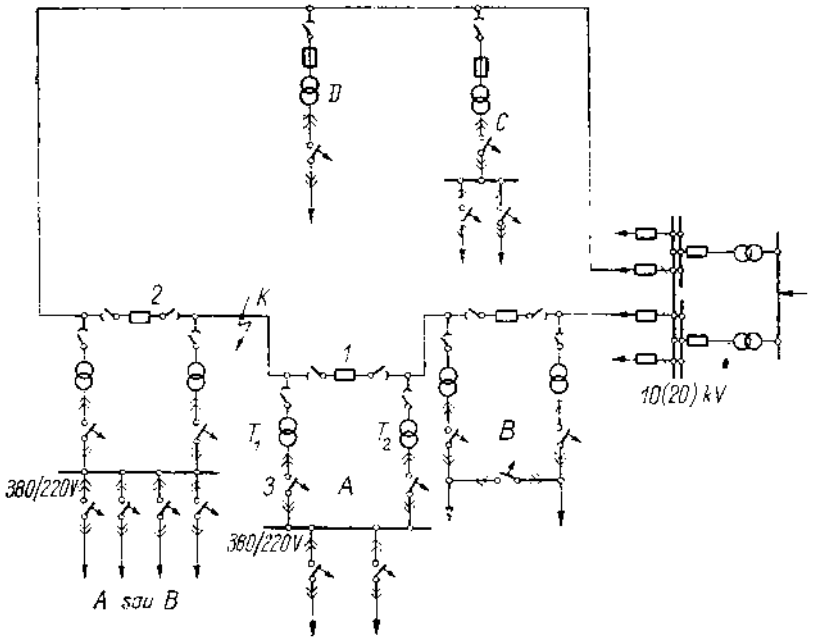


Fig. 2.23. Schema monofilară a unui sistem de distribuție de medie tensiune în buclă, cuprinzînd diferite tipuri de posturi de transformare.

acest mod pe bara de joasă tensiune a stației *A* este asigurată continuitatea alimentării consumatorilor.

Alimentarea posturilor de transformare poate fi făcută în diverse moduri așa cum se arată în fig. 2.24.

c. Rețele de distribuție complex (strîns) buclate se utilizează, în general, rar și numai în cazuri speciale în rețelele de medie tensiune din cauza dificultăților de realizare a protecției prin relee.

d. Rețelele de distribuție speciale, autostructurante reprezintă o concepție rațională și avantajoasă de rețea din punct de vedere al configurației [27]. Prin rețea autostructurantă se înțelege posibilitatea adăugirii, la o rețea dată, de noi cabluri de medie tensiune și conectarea de noi puncte de injecție justificate de creșterea sarcinii, menținîndu-se structura, caracterul inițial și unitatea rețelei. O astfel de rețea este puțin costisitoare, toate modificările neconstituind decît o dezvoltare de configurație și nu o remaniere sau o adaptare mai mult sau mai puțin laborioasă la noile condiții de funcționare.

Pentru a arăta în ce constă această nouă concepție de rețea, se consideră o stație de transformare, notată cu *A* în fig. 2.25, care deservește o zonă dată $a\ a_1\ b_1\ b$. Pe măsură ce sarcinile cresc și se mărește consumul din zonă, stația *A* va trebui să asigure și surplusul de putere cerut în zonă și în mod treptat să preia sarcina posturilor de transformare noi de

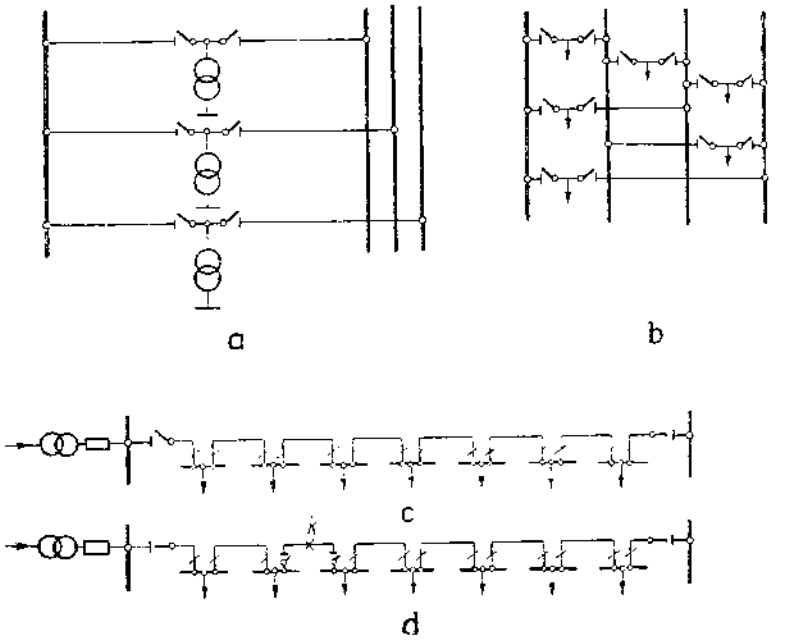


Fig. 2.24. Scheme de alimentare a posturilor de transformare:
a — în dublă derivație cu un cablu de ajutor și cu trei cabluri active; *b* — în dublă derivație cu o arteră de patru cabluri distribuind simultan; *c* — în serie în funcționare normală; *d* — idem în caz de avariere a unei porțiuni (*k*).

MT/JT. Pe măsură ce această stație se va satura, vor trebui create noi surse de alimentare.

Dacă se admite că densitatea de sarcină va crește aproape uniform în toate zonele, pentru ca sursele de alimentare viitoare (stațiile B și B') să fie ușor de amplasat în rețea, se impune ca zona $a\ a_1\ b_1\ b$ să fie aproxi-

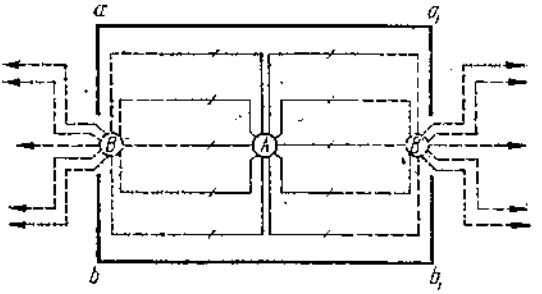


Fig. 2.25. Sistemul de dezvoltare a unei rețele de MT pe o zonă determinată aa_1b_1b. Etapa 1. Crearea unei rețele radiale plecînd din stația de transformare A. Etapa 2. Crearea stațiilor B și B' și racordarea acestor stații la rețeaua existentă.

mativ de formă dreptunghiulară, iar rețeaua de distribuție să fie realizată în formă de *pieptene*.

Noile surse de injecție vor apărea din momentul punerii în funcțiune, cu un număr important de plecări sau chiar cu totalitatea plecărilor.

În fig. 2.26 se arată o etapă de dezvoltare ulterioară a rețelei, caracterizată prin adăugarea de noi surse de IT/MT. Se pot delimita zonele de acțiune ale noilor surse în sensul longitudinal (stațiile C și C' din fig. 2.26) sau în sensul transversal (stațiile D și D' din fig. 2.27). În realitate, operația se va face alternativ în cele două sensuri și va da naștere la lucrări foarte

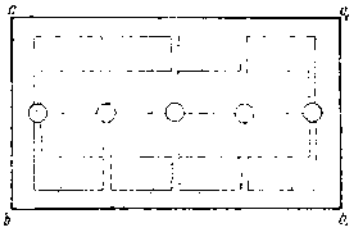


Fig. 2.26. Sistemul de dezvoltare a unei rețele de MT pe o zonă aa_1b_1b. Etapa 3. Crearea de stații C și C' care împarte zona în sens longitudinal.

diferite; în sensul longitudinal va fi suficient de a racorda extremitățile cablurilor existente la noile surse, ceea ce se traduce prin extinderi foarte puține pe trasee adesea comune. În sensul transversal rețeaua va fi practic dublată.

În această concepție de rețea, se introduce noțiunea de *arteră*, deoarece pe lîngă rolul de transport al energiei electrice are parțial și rol de

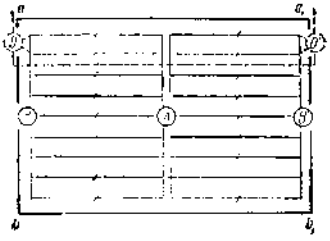


Fig. 2.27. Crearea stațiilor D și D' care împarte zona aa_1b_1b în sens transversal.

distribuitor, iar distribuitoarele mai poartă și numele de *transversale*. Se pot utiliza artere cu două, trei, patru sau mai multe cabluri, dar cele mai răspîndite soluții sînt însă cele care utilizează patru sau șase cabluri de 3×150 mm^2 Al. Soluția prezentată este mult utilizată pentru distribuția energiei electrice în Paris [22, 27].

În fig. 2.28 se arată un exemplu simplu de racordare a posturilor de transformare la artere independente (fig. 2.28, *a*), sau la două perechi de artere legate (fig. 2.28, *b*).

Transversalele pot fi create în mai multe feluri așa cum se poate vedea în fig. 2.29.

Un alt mod de a lega arterele este acela de a permuta cablurile arterelor (fig. 2.30). Este suficient pentru aceasta de a stabili două transversale de secțiune mare. Se poate vedea că în lungul axei arterelor se poate dispune de șase combinații posibile. Astfel, cablurile de racord la posturi sînt de lungimi mai mici.

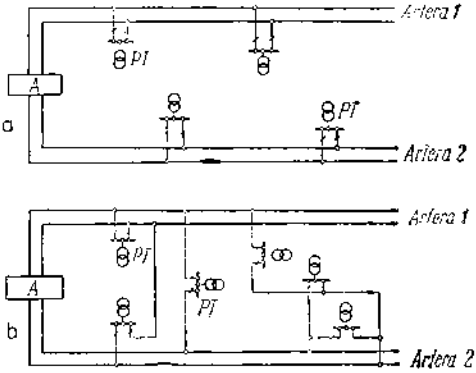


Fig. 2.28. Racordarea posturilor de transformare MT/JT în dublă derivație la două perechi de artere de MT:

a — racordarea *PT* la două perechi de artere independente; *b* — racordarea *PT* la două perechi de artere legate.

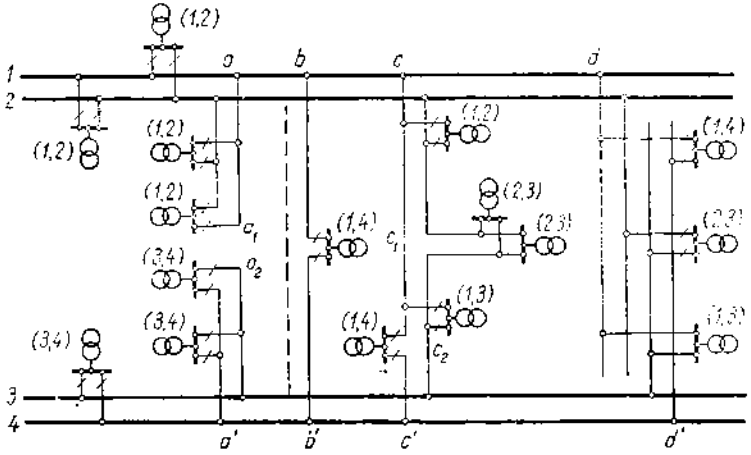


Fig. 2.29. Artere de patru cabluri și legăturile transversale.

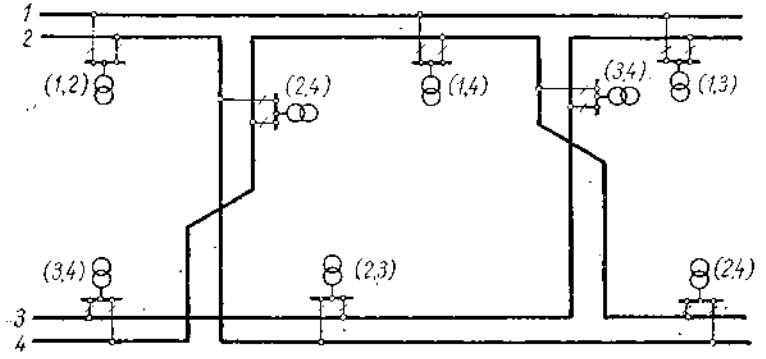


Fig. 2.30. Artere de patru cabluri cu permutarea cablurilor.

Configurația de rețea prezentată se pretează pentru alimentarea cu energie electrică a unei zone omogene din punct de vedere al sarcinilor electrice. În realitate, zonele nu sînt perfect omogene, în care caz soluția prezentată va trebui să se adapteze la cazurile practice întîlnite.

Astfel, alimentarea unei zone, caracterizată prin existența unei densități mari de sarcină urmînd o axă dată și o densitate mai mică de o parte și alta (cazul unei căi de comunicație extrem de încărcată în mijlocul unei zone cu un consum de energie electrică mai redus), se poate face prin două sau patru cabluri montate în lungul căii. Arterele se vor prezenta deci cu cele patru cabluri plasate de o parte și de alta a căii de comunicație, iar cîteva derivații vor alimenta zonele marginale.

În fig. 2.31 se arată modul de alimentare a unui sector dezvoltat numai pe una din laturile unei căi de circulație, iar în fig. 2.32 se arată cum se poate face alimentarea cu energie electrică a unor blocuri de locuințe amplasate pe ambele părți ale unei artere de circulație, prin șase cabluri și cu un număr minim de derivații.

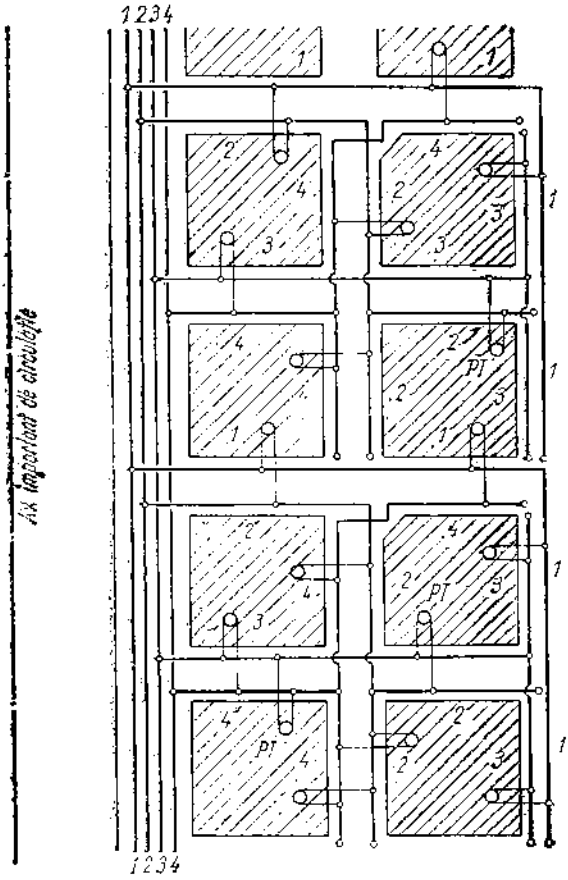


Fig. 2.31. Crearea unei artere de alimentare în lungul unei axe de circulație foarte importantă. Posturile MT/JT sînt racordate la cele patru cabluri.

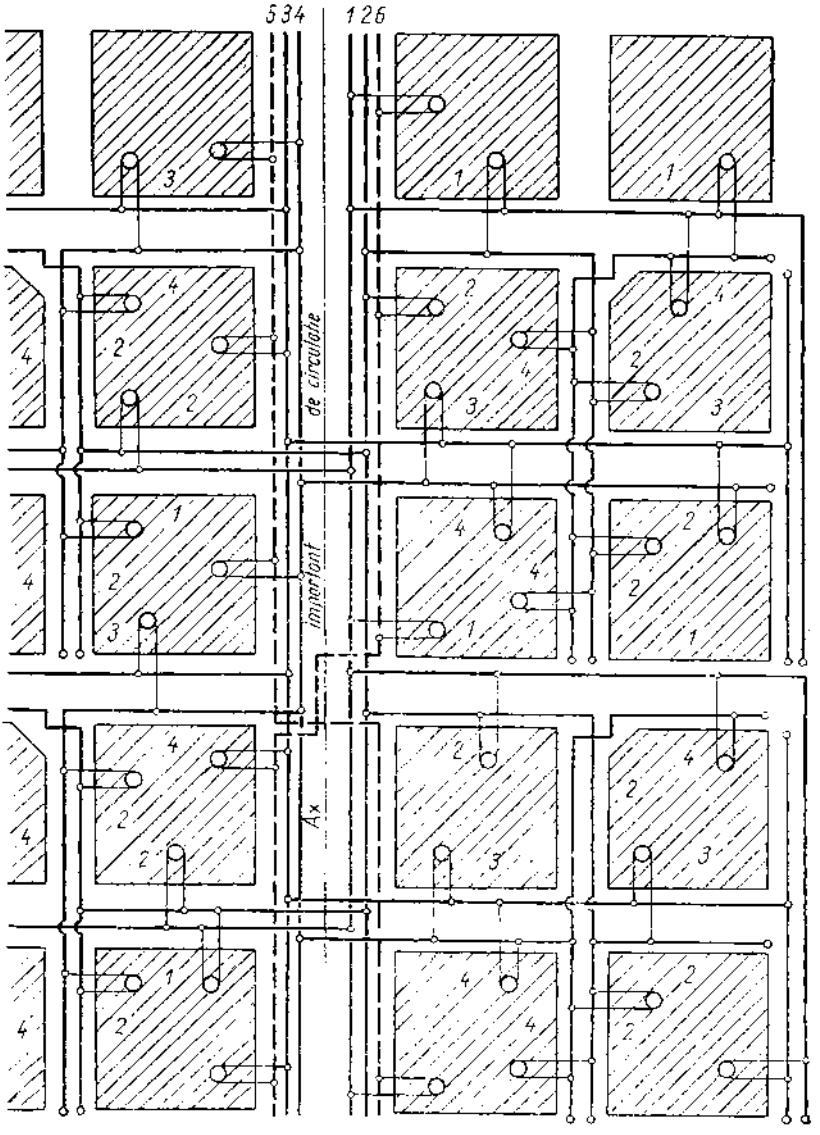


Fig. 2.32. Crearea unei artere de alimentare de șase cabluri în lungul unui ax important de circulație. Artera normală de patru cabluri este destinată să deservească consumatorii de pe străzile vecine. Cele două cabluri suplimentare (în linie plină) alimentează consumatorii plasați pe ax.

Abonații speciali sînt aceia care au nevoie de o siguranță sporită în alimentare, față de cea care poate fi asigurată de o arteră normală, sau ale căror puteri riscă să provoace dezechilibrări inadmisinle în rețea. Acești

abonaţi vor trebui racordaţi prin cabluri speciale care să plece direct din staţiile de IT/MT şi care să alimenteze numai postul abonatului respectiv. Alimentarea lor de siguranţă va putea fi asigurată prin cablurile unei artere normale.

În cazul abonaţilor speciali se poate alege una din următoarele soluţii de alimentare (fig. 2.33) :

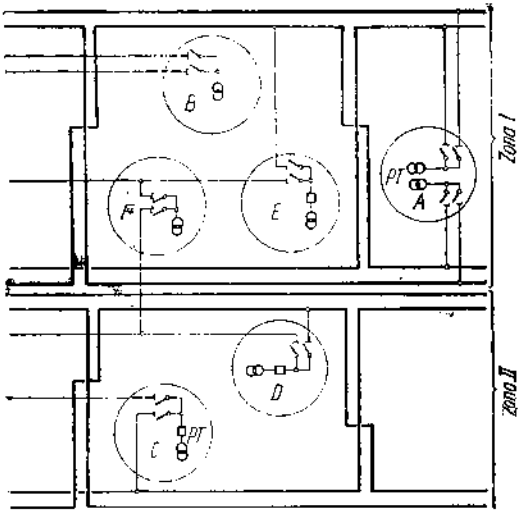


Fig. 2.33. Exemple de racordare a *PT* care alimentează consumatori importanţi la o reţea de distribuţie de MT :

zona I — zona de acţiune a arterei I; zona II — zona de acţiune a arterei II;
A — abonaţi cu sarcină fracţionabilă racordaţi pe artera I; *B* — abonaţi racordaţi pe două cabluri speciale; *C* — abonaţi racordaţi pe un cablu special cu alimentare de rezervă luată din artera II; *D, E, F* — abonaţi racordaţi pe două cabluri speciale; abonaţii *D* şi *E* au rezerva asigurată prin arterele normale.

— Dacă sarcina abonatului este fracţionabilă, se va putea racorda pe o arteră, în două combinaţii diferite (abonatul *A*).

— Dacă sarcina nu este fracţionabilă, se va putea prevedea un fider independent din staţia de transformare pentru alimentarea acestui abonat (cazul abonatului *B*).

— Se va putea utiliza şi o soluţie mixtă şi anume : un fider special, independent va alimenta abonatul, iar altul, limitat prin întreruptoare la 2—3 MVA, se va racorda la artera de alimentare normală şi va constitui alimentarea de rezervă (abonatul *C*).

— O altă soluţie ar fi utilizarea de cabluri de secţiune mare (de exemplu 240 mm² Al) care să plece direct dintr-o staţie de transformare şi care să alimenteze 2—3 abonaţi, alimentarea de rezervă urmînd să fie luată, sau nu, dintr-o arteră normală (cazul *D*, *E* şi *F*).

***

Structura reţelei de medie tensiune este hotărîtoare pentru alimentarea în bune condiţiuni a unei regiuni sau oraş din care cauză, la proiectarea ei trebuie să i se acorde o importanţă deosebită, ea fiind aceia care determină atît soluţia adoptată pentru reţeaua de joasă tensiune cît şi alegerea schemelor pentru staţiile de alimentare şi transformare şi pentru posturile de MT/JT.

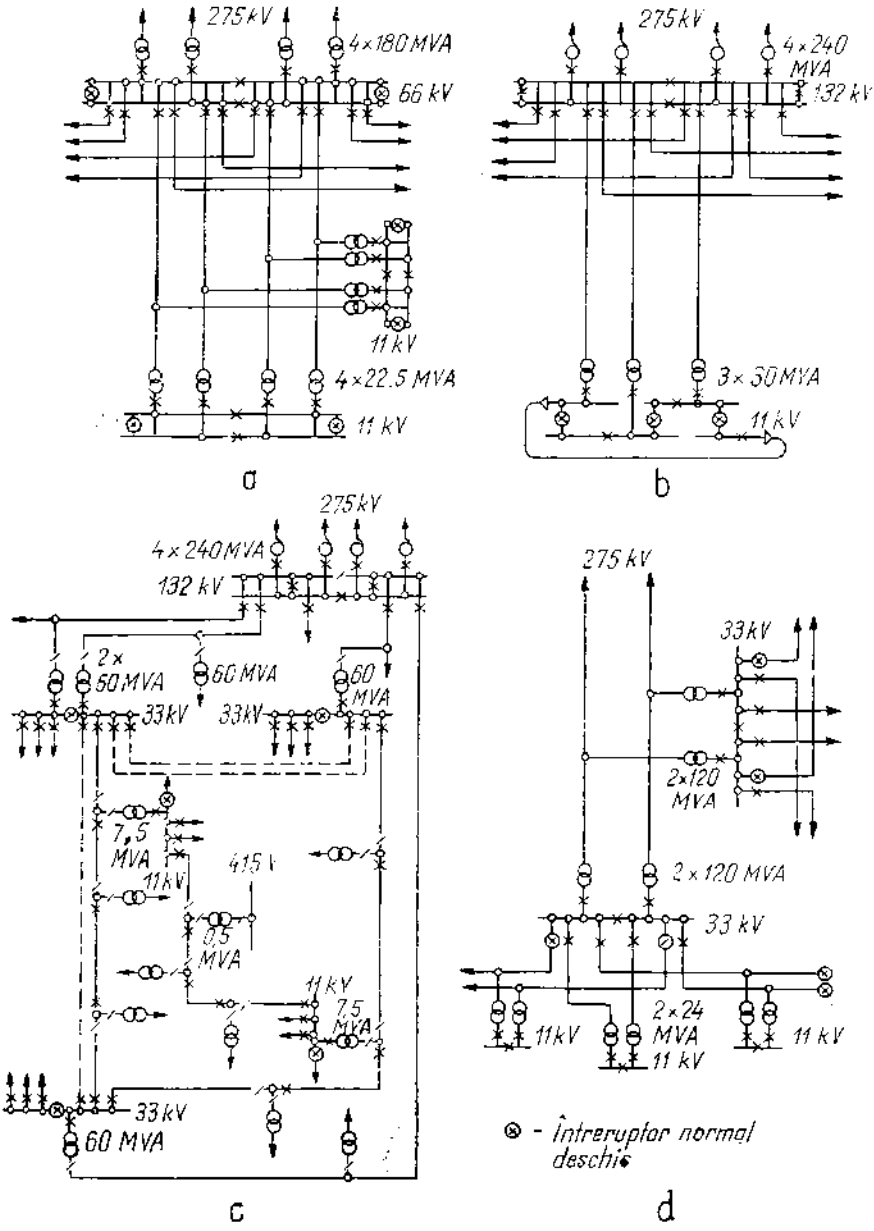


Fig. 2.34. Rețele tipice de distribuție a energiei electrice utilizate în Marea Britanie:

a — Londra; *b* — Birmingham; *c* — Liverpool; *d* — Glasgow.

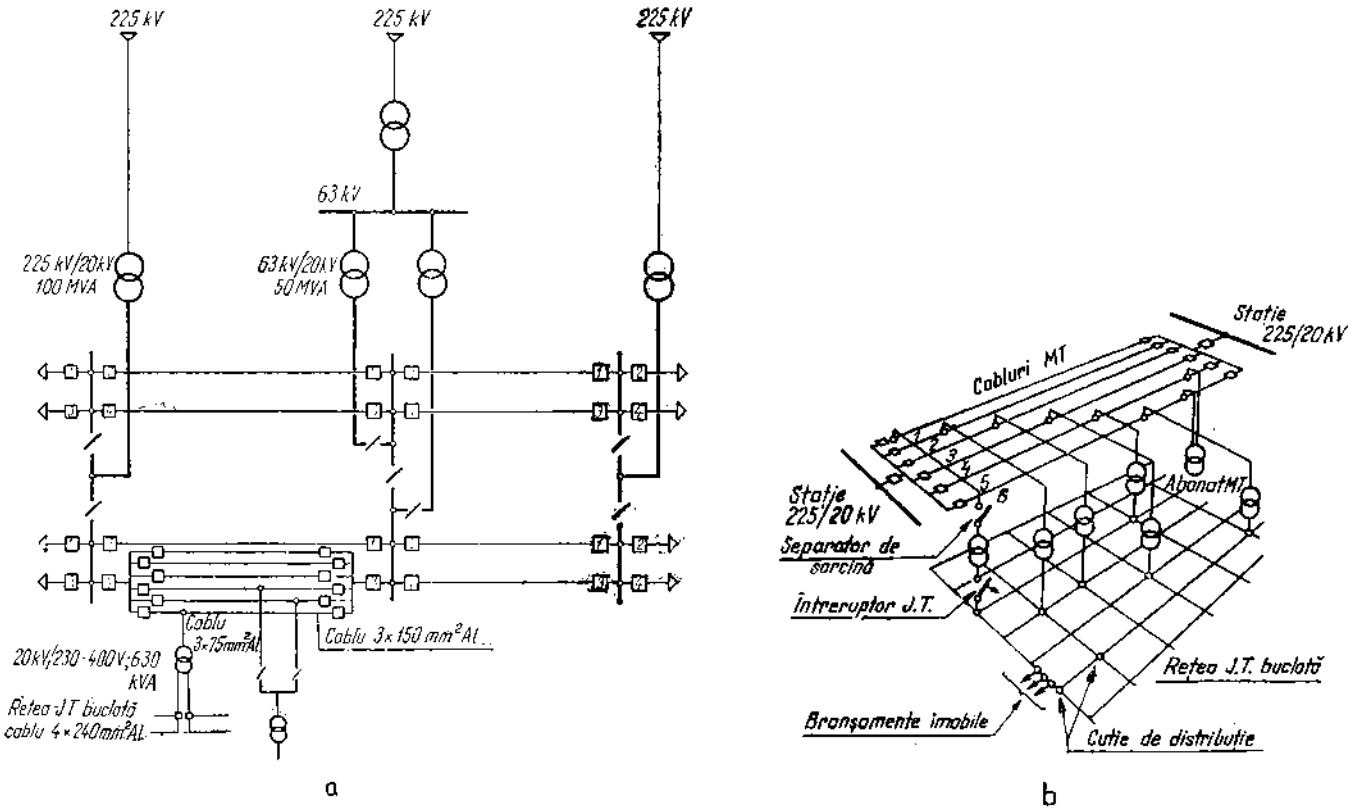


Fig. 2.35. Schema electrică principială a rețelei de 20 kV din Paris:
a — reprezentarea schematică; *b* — reprezentarea spațială.

Configurația cea mai des întîlnită în rețelele electrice de distribuție de medie tensiune din Europa este cea în buclă, cu funcționare radială (bucla deschisă). În unele cartiere noi din orașele din Europa, cît și în S.U.A., rețelele de medie tensiune funcționează în buclă închisă cu alimentare de la secții de bare diferite. În acest caz se prevăd puncte de secționare în rețea echipate cu protecții corespunzătoare pentru ca în caz de defect bucla să poată fi secționată.

În fig. 2.34 s-au reprezentat cîteva configurații tipice de rețele de distribuție folosite în Marea Britanie [17], iar în fig. 2.35 și fig. 2.36 s-a reprezentat schema rețelei de 20 kV din Paris [24, 26].

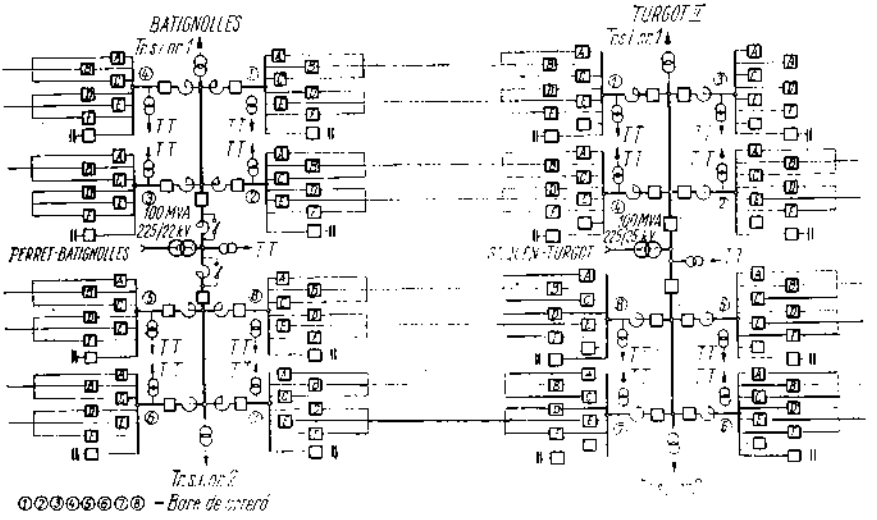


Fig. 2.36. Sistemul de alimentare de 225/20 kV din Paris.

În S.U.A. în unele cazuri în distribuția rurală, racordurile din rețeaue de medie tensiune se fac monfazat, utilizîndu-se sistemul de distribuțit denumit *banked* [30]. Acest sistem se compune dintr-un fider monofazae de MT care alimentează mai multe posturi de transformare, avînd plecările de joasă tensiune trifazate și interconectate între ele. Trecerea de la disa tribuția monofazată de medie tensiune la cea trifazată de joasă tensiune se face prin intermediul unor transformatoare de construcție specială.

2.2.2. PROTECȚII UTILIZATE ÎN REȚELELE DE MEDIE TENSIUNE

În prezent, în rețelele de medie tensiune sînt utilizate, în general, tipurile clasice de protecții.

În rețelele radiale de exemplu, plecările din stații sînt prevăzute, în general, numai cu protecții maximale de curent. În cazul cînd distribuitorii alimentează o rețea de joasă tensiune strîns buclată, atunci pe partea de joasă tensiune a transformatoarelor se montează întreruptoare echipate cu relee de întoarcere de curent. În felul acesta cablul defect va putea fi deconectat de la orice sursă de tensiune.

În cazul unui defect în transformator, lucrurile se petrec în mod analog. Dacă postul de transformare este echipat cu întreruptor sau siguranțe fuzibile pe transformator, atunci acesta este deconectat pe partea de înaltă tensiune de întreruptorul sau siguranțele sale, iar pe partea de joasă tensiune de întreruptorul de întoarcere de curent.

Dacă transformatorul nu are întreruptor pe partea de înaltă tensiune și nici siguranțe fuzibile, atunci se deconectează cablul de distribuție cu toate posturile de transformare legate de el.

Sarcina posturilor de transformate deconectate, în cazul scoaterii de sub tensiune a unui cablu distribuitor, este preluată de celelalte cabluri, respectiv de celelalte posturi de transformare, prin intermediul rețelei de joasă tensiune, cînd rețeaua este realizată în soluție strîns buclată.

În rețelele de distribuție de medie tensiune cu funcționare în buclă deschisă este suficientă folosirea protecției de curent maximal. În rețelele de medie tensiune care funcționează însă buclat și la care sînt racordate mai multe stații de transformare sînt necesare protecții direcționale maximale de curent, protecții de distanță, iar pentru tronsoanele foarte scurte protecții diferențiale.

Protecțiile instalate în stațiile de transformare sînt, pe ansamblu, destul de simple iar funcționarea lor suficient de sigură. La aceasta contribuie și adoptarea de relee directe de curent, comandate la 24—48 V c.c. O aparatură sensibilă, mai complexă, este necesară numai atunci cînd se dorește adăugarea la protecția maximală de curent și a unei protecții selective contra punerilor la pămînt, obținută cu ajutorul unui releu de curent homopolar.

2.3. CONFIGURAȚIA REȚELELOR ELECTRICE DE JOASĂ TENSIUNE

Trepte de tensiune. Tensiunile utilizate pentru distribuția de joasă tensiune sînt : 208/120 V, 380/220 V, 400/230 V, 415/240 V, iar în ultimul timp în S.U.A. a început să se introducă din ce în ce mai mult tensiunea nominală de 460/265 V și cea de 480/280 V [10, 30]. Tensiunea de 208/120 V tinde să fie înlocuită în toate țările cu tensiuni superioare din gama prezentată mai sus. Folosirea unor tensiuni mai înalte în rețeaua de joasă tensiune a devenit azi o necesitate în multe țări ale lumii.

Astăzi se realizează multe clădiri cu un sistem de iluminare modern, cu aer condiționat și cu alte tipuri de receptoare (lifturi, bucătării electrice etc.), care absorb o mare cantitate de energie. În aceste clădiri noi folosirea unor tensiuni mai înalte în rețeaua de joasă tensiune oferă avantaje mari tehnice și economice, deoarece aceste clădiri reprezintă puncte izolate de consum foarte mare, alimentarea lor trebuind să se facă direct dintr-un post de transformare echipat cu unul sau mai multe transformatoare.

În prezent se studiază și se experimentează în unele țări un sistem de distribuție cu tensiunea de 660 V sau 1 kV, care alimentează consuma-

torii (iluminat și alte aparate de folosință casnică) prin intermediul unui autotransformator montat în fiecare apartament, iar motoarele mari, sistemele de încălzire și de condiționare, eventual mașinile de gătit electrice, folosesc direct tensiunea de 660 V sau 1 kV. În acest sistem de distribuție se impune folosirea unor aparate și materiale speciale, prevăzute cu o izolație corespunzătoare pentru protecția omului împotriva electrocutării.

Tensiunea de 1 kV s-a ales pe considerentul că întreg aparatajul cît și cablurile de joasă tensiune care se folosesc în prezent în toate țările sînt construite pentru tensiunea de 1 kV.

2.3.1. SCHEMELE REȚELELOR ELECTRICE DE JOASĂ TENSIUNE

Pentru rețelele electrice de joasă tensiune structura cea mai convenabilă depinde de densitatea de consum și de natura consumului, de caracteristicile constructive și de gradul de siguranță cerut în alimentarea consumatorilor. Toate aceste elemente intervin cu o pondere mai mare sau mai mică pe fondul criteriului economic, determinînd configurația optimă pentru un sistem de distribuție de joasă tensiune.

Configurația unei rețele electrice de joasă tensiune poate fi analizată după mai multe criterii și anume :

— în funcție de legăturile posibile între elementele principale ale rețelei (configurația funcțională) rețelele sînt : radiale, în buclă (inel) și strîns buclate;

— în funcție de amplasarea consumatorilor configurațiile de rețele pot fi pentru : aglomerări clasice sau pentru urbanismul modern, în care caz se disting rețele : ale marilor ansambluri, ale ansamblurilor de locuințe individuale, ale imobilelor de mare înălțime (blocuri turn), ale zonelor industriale etc.

a. **Rețele radiale.** Aceste rețele pot fi prevăzute astăzi pentru zonele cu densitate de sarcină redusă ca : mici cartiere periferice urbane, sau zone rurale, zone cu consumatori dispersați, adică în general pentru zonele care pot fi alimentate prin linii aeriene.

Rețelele radiale se utilizează în aglomerările urbane și rurale, datorită structurilor simple, a costurilor reduse de instalare și de exploatare (fig. 2.37, *a*).

În ultimul timp se constată apariția rețelelor radiale și în cazul alimentării unor consumatori importanți cu sarcină concentrată (cazul blocurilor turn etc.), în care caz rebuie să se prevadă alimentări de rezervă.

Rețelele radiale nu trebuie să prezinte aparataj de secționare în linie, singura lor protecție fiind asigurată de siguranțe fuzibile pe plecările din posturile de transformare.

Printre dezavantajele rețelelor radiale se menționează existența unor căderi de tensiune mai mari (situate însă în limite admisibile pentru consumatorii deserviți), un grad redus de siguranță în alimentare și realizarea mai costisitoare a condițiilor impuse de protecția prin legare la nul. În cazul unor abonați importanți se pot asigura alimentări de rezervă [64, 65].

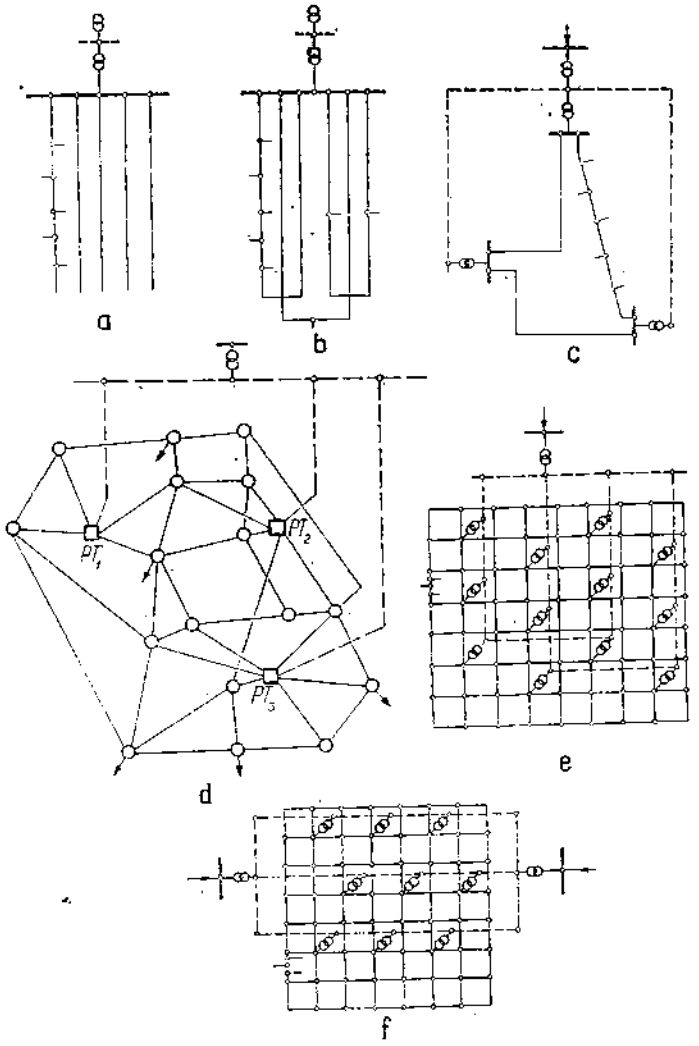


Fig. 2.37. Scheme utilizate în rețelele electrice de distribuție de joasă tensiune:

a — rețea radială; *b* — rețea inelară (în buclă); *c* — rețea simplu buclată, multiplu alimentată în vîrfuri; *d* — rețea complex (strîns) buclată; *e* — rețea buclată tip plasă, multiplu alimentată prin distribuitori în inel; *f* — rețea strîns buclată tip plasă alimentată de la două surse (bisistem).

Limitele de utilizare a unei rețele radiale sînt dictate, în general, de condiția menținerii unor căderi de tensiune de $\pm$ 5 % din valoarea sa nominală. În aceste condiții o plecare de joasă tensiune poate distribui circa 200 kVA uniform distribuiți, pentru o rază de acțiune de circa 250 m, corespunzînd la o densitate liniară de circa 0,8 MVA pe kilometru de stradă (rețeaua amplasată pe ambele părți).

Densitatea posturilor de medie pe joasă tensiune rezultă cel mai adesea tot din condiția impusă de căderea de tensiune.

Creșterea capacității de distribuție a unei rețele radiale de joasă tensiune se face prin : schimbarea ploturilor de reglaj la transformatoare (care are însă un efect limitat), mărirea numărului de plecări și mărirea numărului de posturi (metoda cea mai eficientă dar greu de realizat în zone dense de locuințe din cauza lipsei de spațiu).

b. **Rețele în buclă (inel).** Aceste tipuri de rețele funcționează de regulă, în regim normal cu *bucla deschisă*, secționată, după schema radială, iar în funcție de nivelul și de gradul dezvoltării consumului, poate funcționa și după sistemul *buclă închisă*.

La acest tip de rețea punctele de secționare sînt constituite din barete de secționare (dacă rețeaua este aeriană), sau din cutii de joncțiune dispuse, în general, la locul de racord al derivațiilor. Rețeaua permite localizarea defectelor, iar lungimile relativ mici ale liniilor conduc la înregistrarea unor căderi de tensiune mai mici decît la rețelele radiale (fig. 2.37, *b*).

c. **Rețele strîns buclate.** În zonele cu densitate mare de consum cum ar fi zonele centrale ale orașelor și în cartierele rezidențiale extinse, acolo unde se cere asigurarea unei continuități în alimentare și menținerea parametrilor de funcționare (îndeosebi tensiunea de alimentare), se adoptă o configurație strîns (complex) buclată a rețelei de joasă tensiune. Prevederea acestor rețele este economică pentru denisități mari de sarcină de la 2—5 MVA/km² pînă la 25—30 MVA/km².

Prin rețea strîns buclată se înțelege ca din fiecare nod de rețea să plece minim trei legături (fig. 2.37, *d*). Rețeaua strîns buclată poate fi realizată în *formă de plasă* așa cum se arată în fig. 2.37, *e* și *f*, în care din fiecare nod de rețea pleacă patru legături.

Posturile de transformare în acest tip de rețea sînt distribuite cît mai uniform în zona de consum, reducîndu-se astfel distanțele de transport a energiei. Este oportun, pe cît posibil, ca punctele de injecție să fie plasate chiar în nodurile rețelei.

Buclarea complexă a rețelei permite, printre altele, economisirea sensibilă a instalațiilor destinate rezervei de putere în transformatoare întrucît în caz de avarie, sarcina se distribuie pe mai multe transformatoare. Surplusul de investiții necesar pentru cablurile de medie tensiune este compensat prin economia asupra rezervei de putere în transformatoare. În acest scop se admite o suprasarcină temporară a transformatoarelor de 20—30% față de valoarea nominală, în caz de avarie în rețea.

Prima rețea de joasă tensiune strîns buclată a fost instalată la New York în anul 1922. Astăzi, majoritatea orașelor importante din S.U.A. (peste 230 orașe) au rețelele de distribuție la joasă tensiune în soluție strîns buclată [14].

În Europa, rețelele buclate datează din anul 1930 (Berlin), în prezent, fiind pe cale de dezvoltare sau chiar de generalizare în Marea Britanie, Danemarca, Elveția, Franța, R. F. Germania, Italia, R. S. Cehoslovacă, R. P. Polonă (Varșovia), U.R.S.S. (Leningrad) etc. Simultan cu introducerea rețelelor buclate se lucrează și la perfecționarea acestora.

Una din necesități este stabilirea mărimilor optime a unui sector de rețea buclată. Mulți dintre specialiști opinează pentru ideea ca rețelele buclate să cuprindă sectoare importante din oraș.

Rețeaua orașului Berlin, refăcută după război, este constituită din bucle care înglobează sectoare întregi ale orașului. Puterea totală a transformatoarelor în această rețea buclată este de circa 60 MVA, iar puterea celui mai mare sector este de circa 15 MVA; celelalte sectoare au puteri cuprinse între 5 și 6 MVA [18].

După aprecierile specialiștilor englezi și cehi, în cazul orașelor mijlocii și mari, puterea optimă a unui sector de rețea buclată trebuie să fie de circa 3 MVA [15, 16].

În Austria, Elveția, Italia și parțial țările scandinave, alimentarea rețelelor buclate de joasă tensiune se face de regulă de la o singură sursă.

În fig. 2.38 se prezintă o configurație tipică de rețea buclată, simetrică, folosită curent în S.U.A, iar în fig. 2.39 configurația tipică de rețea buclată folosită în Europa.

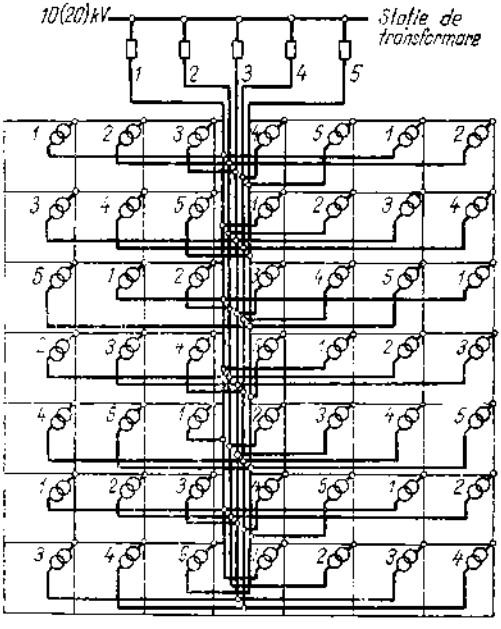


Fig. 2.38. Structură de rețea de joasă tensiune complex buclată (rețea simetrică).

Se mai pot întîlni și cazuri particulare de rețele buclate longitudinal, transversal etc. (fig. 2.40).

În unele țări rețelele strîns buclate sînt împărțite în zone (insule) cu posibilitatea de interconectare între ele. În fig. 2.41 se dă o schemă tipică de rețea de joasă tensiune împărțită în zone de 2—3 MVA fiecare, grupate cîte două, care au posibilitatea de a fi alimentate de la stațiile de transformatoare vecine, soluție folosită în Marea Britanie [16].

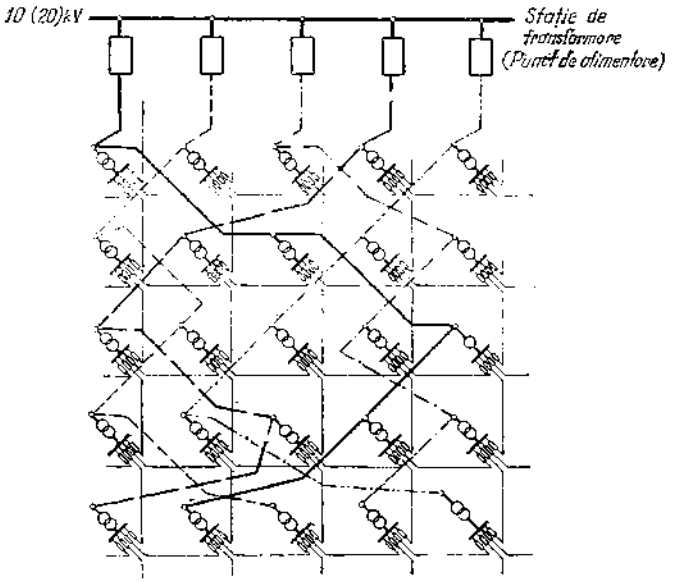
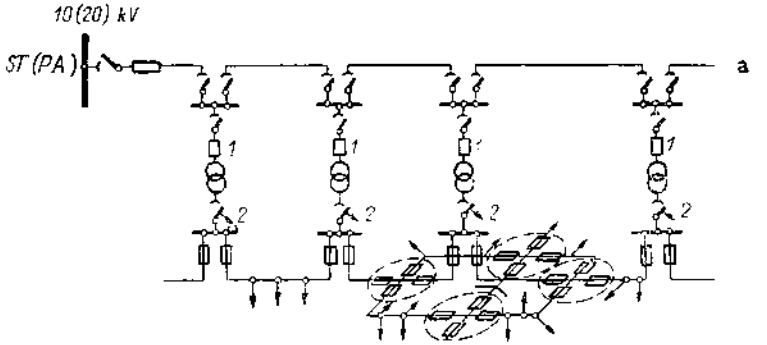
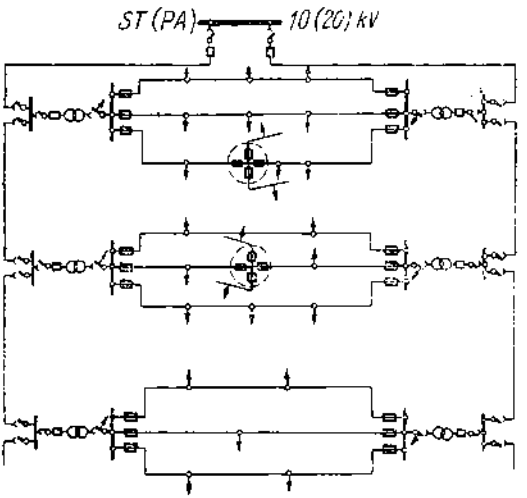


Fig. 2.39. Structură tipică de rețea complex buclată cu distribuitoarele de MT întrețesute.





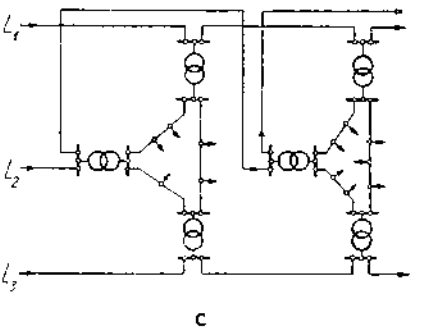


Fig. 2.40. Scheme de rețele de joasă tensiune buclate longitudinal și transversal:

a — rețea buclată longitudinal pe partea de joasă tensiune; *b* — rețea buclată transversal pe partea de joasă tensiune; *c* — rețea buclată transversal prin trei cabluri distribuitoare.

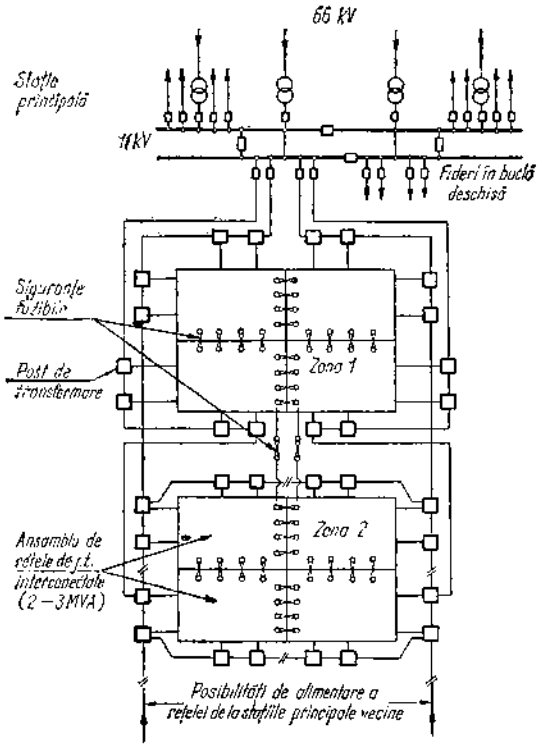


Fig. 2.41. Schema tipică de rețea de distribuție în Marea Britanie cu rețele de joasă tensiune grupate în două zone de 2–3 MVA fiecare, care au posibilitatea de a fi alimentate și de la stațiile de transformare vecine.

În fig. 2.42 s-a reprezentat schema principială a rețelelor electrice de joasă tensiune din Teheran, care este organizată pe principiul rețelelor buclate avînd posibilitatea de funcționare radială [38].

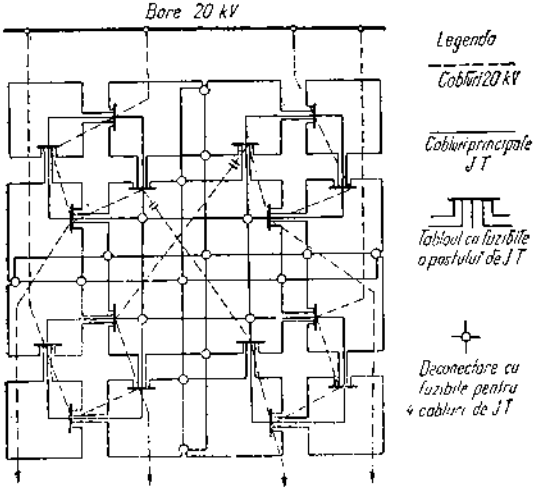

Bare 20 kV
Legendă
Cabluri 20 kV
Cabluri principale J T
Tablou cu fuzibile o postului de J T
Deconectare cu fuzibile pentru 4 cabluri de J T

Fig. 2.42. Schema principială a organizării rețelelor electrice de joasă tensiune din Teheran.

Avantajele deosebite, atît tehnice cît și economice, caracteristice sistemului de distribuție strîns buclat, sînt următoarele :

— Continuitatea în funcționare foarte ridicată.

— Calitatea funcționării, întrucît regimul de tensiune este practic nivelat la consumatorii întregii zone. De asemenea, este ușurată mult problema reglajului tensiunii la variația sarcinii (reglajul dinamic), evitîndu-se sau limitîndu-se fenomenul de fliker.

— Echilibrarea rețelei datorită repartiției uniforme a sarcinilor.

— Uniformizarea materialelor și aparatajului electric pe întreaga rețea.

— Randamentul electric ridicat întrucît pierderile în rețelele buclate sînt cele mai mici.

— Reducerea numărului de întreruperi.

— Adaptabilitatea la creșterea sarcinilor, deoarece rețelele buclate sînt construite chiar de la început pentru a putea face față unei creșteri în perspectivă a consumurilor.

Utilizarea rețelelor buclate nu este însă limitată numai la distribuția publică. Au fost construite de cîteva decenii, mari rețele buclate pentru întreprinderi industriale, iar rezultatele obținute sînt dintre cele mai bune.

d. **Rețele aeriene cu conductoare neizolate.** Alegerea rețelelor de joasă tensiune, aerian sau în cablu, depinde de densitatea de consum din zonă, de topografia construcțiilor existente și de perspectiva dezvoltării.

Rețelele aeriene cu conductoare neizolate se pretează la folosirea în zonele cu densitate mică a sarcinii, îndeosebi în cartierele periferice ale orașelor sau în zonele rurale. Astăzi, astfel de rețele sînt din ce în ce mai puțin construite în mediul urban. Ele însă se construiesc în mediul rural.

Conductoarele liniilor existente sînt din cupru sau aluminiu, cu tendința de generalizare a celor de aluminiu. Secțiunea maximă utilizată este cea de 70—95 mm^2.

Suporții sînt fie stîlpi de lemn, beton vibrat sau beton centrifugat (mai rar metalici), fie console fixate pe fațade, părți superioare (colțuri) sau acoperișuri ale imobilelor. Construcția rețelelor pe console a cunoscut o mare dezvoltare în trecut (astăzi practic nu se mai utilizează), căci ea permitea eliberarea într-o mare măsură a condițiilor impuse de traseul străzilor, aglomerarea trotuarelor etc. Rețelele amplasate pe console au totuși un mare dezavantaj legat de dificultățile de exploatare și întreținere, în special cînd consolele sînt fixate pe părțile superioare ale imobilelor cu mai multe etaje, sau cînd se prevăd demolări de clădiri, condiție ce impune de cele mai multe ori refacerea rețelei.

Rețelele de joasă tensiune cu conductoare neizolate pe stîlpi prezintă ca avantaje : construcție ușoară, exploatare simplă, modificări de structură ușor de realizat etc.

Dintre dezavantaje menționăm : capacitatea de deservire relativ limitată, nu sînt adaptabile drumurilor înguste mărginite de construcții înalte, sînt puțin compatibile cu urbanismul modern etc.

e. **Rețelele aeriene cu conductoare izolate (torsadate).** Acestea sînt montate pe fațadele clădirilor sau pe stîlpi și s-au impus treptat în ultimul

timp în toate situațiile în care construcția rețelelor cu conductoare neizolate nu mai putea fi luată în considerare. Este cazul în particular al înlocuirii rețelelor pe console în aglomerările mici și mijlocii.

Aceste rețele prezintă avantajul că sînt ușor de amplasat pe ambele părți ale unei străzi, chiar îngustă. Este de asemenea posibilă dublarea unui cablu ajuns la saturație, prin pozarea unui al doilea cablu identic cu primul, pe aceiași fațadă sau suporți. Rețelele cu conductoarele preasamblate (*torsadate*) sînt asimilate din punct de vedere al căderilor de tensiune rețelelor aeriene.

Dacă se ține seama de posibilitatea de amplasare pe ambele părți ale străzilor, densitatea liniară de 0,8 MVA/km de stradă (în jur de 8—10 MVA/km^2) poate fi efectiv atinsă și local chiar depășită, pentru distanțe între posturi mai mari cu circa 50% decît în cazul rețelei cu conductoare neizolate (deci un număr ceva mai redus de posturi).

Totuși, limitarea secțiunii maxime la 70 mm^2 Al face imposibilă deservirea sarcinilor locale mai importante. Aceasta este cazul imobilelor înalte sau a străzilor cu densitate comercială mare. În aceste cazuri este necesar să se recurgă la canalizarea subterană.

Neprezentînd decît inconvenientul de a fi greu adaptabile la alimentarea sarcinilor concentrate mari și densitățile de consum ridicat, rețelele aeriene cu conductoare izolate oferă numeroase avantaje în aglomerația urbană clasică, cum ar fi : economicitate, pozarea relativ ușor de executat, deci întăririle prin dublare se realizează ușor, sînt mai puțin vizibile, drumurile străjuite de arbori nu pun probleme deosebite, permit realizarea ușoară a rețelelor temporare în alimentări provizorii, prezintă condiții bune de exploatare etc.

f. **Rețele subterane.** Ele sînt constituite din linii în cablu pozate, de obicei, direct în pămînt și uneori în canale de cabluri special amenajate. Valoarea limită pentru care rezultă mai economică varianta în cablu variază sensibil în funcție de : costul cablului, felul terenului, costul pozării etc.

Configurația stradală și constructivă a zonei influențează în mod direct traseul cablurilor, independent de forma rețelei adoptate.

Demolarea clădirilor vechi și construirea în locul acestora a imobilelor de dimensiuni mari limitează dezvoltarea în suprafață a rețelelor de joasă tensiune din marile aglomerări urbane. Consumatorii mari localizați în clădiri înalte avînd zeci de etaje vor necesita propriile lor posturi de transformare, rețeaua clasică de joasă tensiune în cablu avînd un rol din ce în ce mai redus.

Datorită evoluției rapide și concentrării sarcinilor în aglomerările urbane moderne (blocuri mari cu multe etaje, cuartale de blocuri situate pe suprafețe reduse de teren), rețelele subterane capătă în prezent configurații și structuri specifice, corespunzătoare tipurilor de locuințe moderne, gradului intensiv de utilizare a aparatelor electrocasnice, traseelor urmate de căile de acces etc.

Dintre structurile speciale de rețele subterane, menționăm :

— rețelele specifice marilor ansambluri de locuințe și magazine;

— rețelele destinate alimentării cu energie electrică a blocurilor turn;
— rețele industriale;
— rețele interioare clădirilor.

g. **Rețele ale marilor ansambluri.** Termenul de *mare ansamblu* desemnează grupuri de construcții destinate în special locuințelor suficient de întinse pentru a constitui structuri urbane distincte, care comportă extinderi ale aglomerărilor existente sau raioane complet noi. Construcția unui mare ansamblu de locuințe se face, în mod obișnuit, după un plan general de dezvoltare care stabilește chiar de la început amplasarea și înălțimea blocurilor, destinația lor, rețelele de drumuri, parcuri, alei, sistemul de încălzire, de distribuție a apei etc.

În aceste situații este relativ ușor de a predetermina și localiza pe teren nevoile de energie electrică. În consecință, rezultă că trasarea rețelelor și amplasarea posturilor de transformare nu se va modifica în timp decît într-o măsură relativ redusă. În aceste ansambluri, pentru rațiuni practice și estetice, rețelele de joasă tensiune nu pot fi decît subterane.

Parametri care intervin în studiul unui mare ansamblu, sînt în general: puterile care trebuie deservite, volumul (secțiunea și lungimea) conductoarelor rețelei de joasă tensiune, numărul și mărimea posturilor de transformare precum și locul de amplasare a lor.

Rețelele subterane ale marilor ansambluri pot avea următoarele configurații:

— Posturile de transformare sînt înglobate în blocurile de locuințe sau în clădiri cu altă destinație, iar rețeaua de joasă tensiune este buclată, prevăzută cu cutii de distribuție de joasă tensiune (fig. 2.43).

— Posturile de transfrmare sînt înglobate în clădiri iar rețeaua de joasă tensiune este în formă de stea, plecînd din posturi (rețea radială) (fig. 2.44).

— Rețeaua de joasă tensiune este redusă la maximum posibil, iar blocurile sînt racordate direct la posturi. Posturile pot fi executate în cabine de zidărie sau înglobate în clădiri (fig. 2.45).

Configurația optimă de rețea pentru marile ansambluri este aceea strins buclată (tip plasă). Se poate utiliza și o rețea buclată cu funcționare radială însă la marile magazine și la unele mari clădiri de utilitate publică, în scopul asigurării continuității în alimentare, se impune dubla alimentare și dacă este posibil de la două posturi de transformare diferite.

h. **Rețelele imobilelor turn.** Termenul de *imobil turn* caracterizează imobilele suficient de dezvoltate pe înălțime pentru care puterea totală cerută se poate apropia de capacitatea uneia sau mai multor posturi de transformare. Aceste construcții pot fi: imobile de locuințe sau de birouri, sau clădiri mixte de apartamente și birouri.

Puterea cerută cuprinde cel mai adesea sarcini importante concentrate, ca cele ale instalațiilor de condiționarea aerului, eventual încălzire, bateriile de ascensoare etc., constituind *serviciile generale* și o sarcină distribuită, repartizată pe etaje, cum ar fi consumul casnic în locuințe (6—9 kW pe apartament), iluminat și utilizări diverse în birouri (50 pînă la 100 W/m^2 util) etc. În cazul rețelelor de joasă tensiune singura condiție

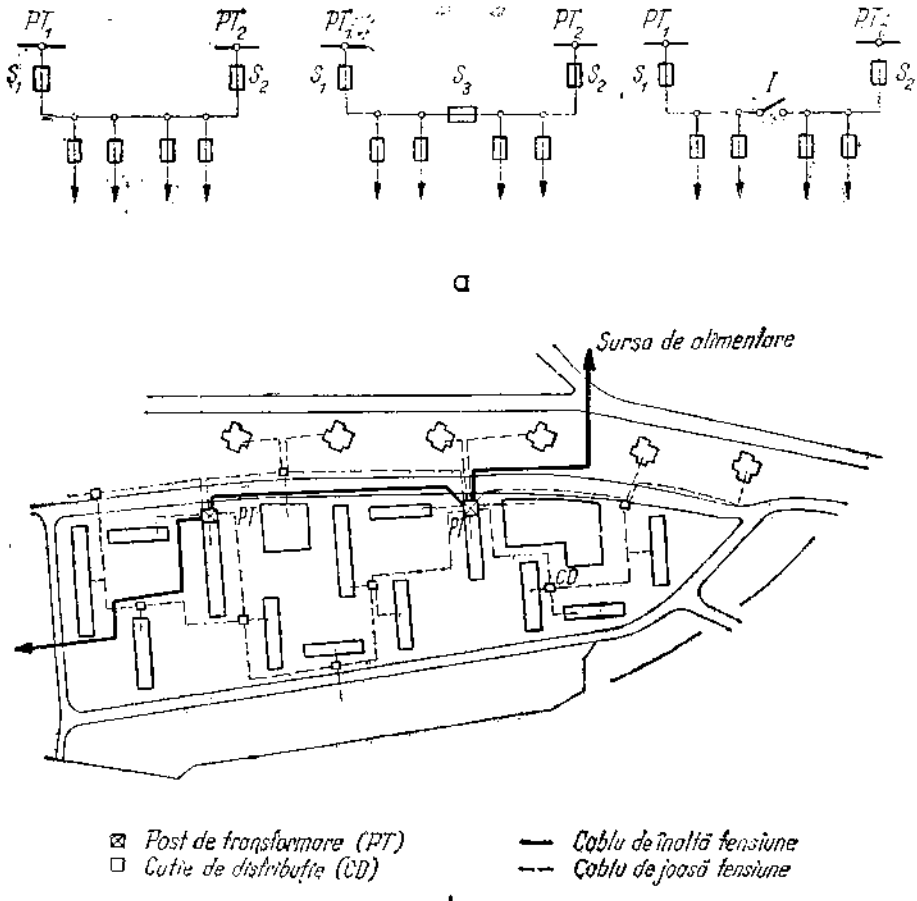


Fig. 2.43. Rețea de distribuție de joasă tensiune buclată, cu PT înglobate în clădiri :
a — schema principială ; *b* — realizarea fizică pe teren;

impusă este limitarea la 4.5 % a căderii de tensiune între bornele de joasă tensiune ale postului și racordul individual cel mai îndepărtat.

În ceea ce privește continuitatea de funcționare cerută, principalele echipamente considerate ca vitale (ascensoare pentru pompieri, hidrofoare de incendiu, iluminat de siguranță etc.) sînt cel mai adesea comutabile pe un grup electrogen cu pornire automată. Restul utilajelor pot suporta opriri de cîteva ore, cu condiția ca acestea să fie anunțate din timp ; întreruperile inopinate nu sînt în general admise, mai ales în ceea ce privește birourile.

Schema posturilor de transformare va cuprinde cel puțin două alimentări de medie tensiune, două sau mai multe transformatoare de distribuție a căror putere se alege ținînd seama de banda de siguranță necesară, în cazul indisponibilității unuia din transformatoare, și tablouri de

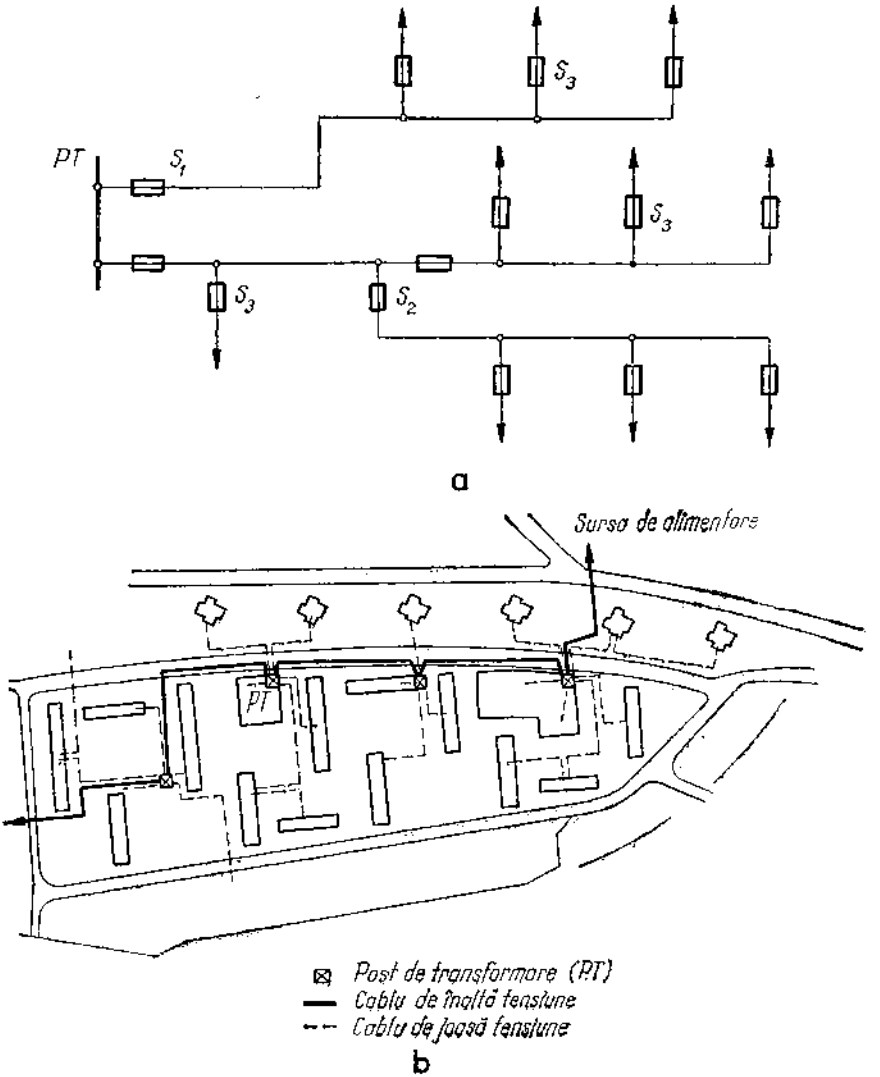


Fig. 2.44. Rețea de distribuție de joasă tensiune radială cu PT înglobate în clădiri : *a* — schema principială; *b* — realizarea fizică pe teren.

repartiție de joasă tensiune, eventual cuplabile prin intermediul întreruptoarelor manuale sau automate.

Amplasarea posturilor de transformare pe etaje nu este în general avantajoasă. Nu este avantajoasă nici instalarea unor posturi de medie tensiune intermediare de 3 sau 6 kV, cu puteri reduse, pe etaje. Soluția necesită prea multe dispoziții constructive particulare atît pentru construcția imobilului în sine, cît și pentru echipamentul electric. Sînt necesare în aceste cazuri : transformatoare speciale (cu izolație uscată, de greu-

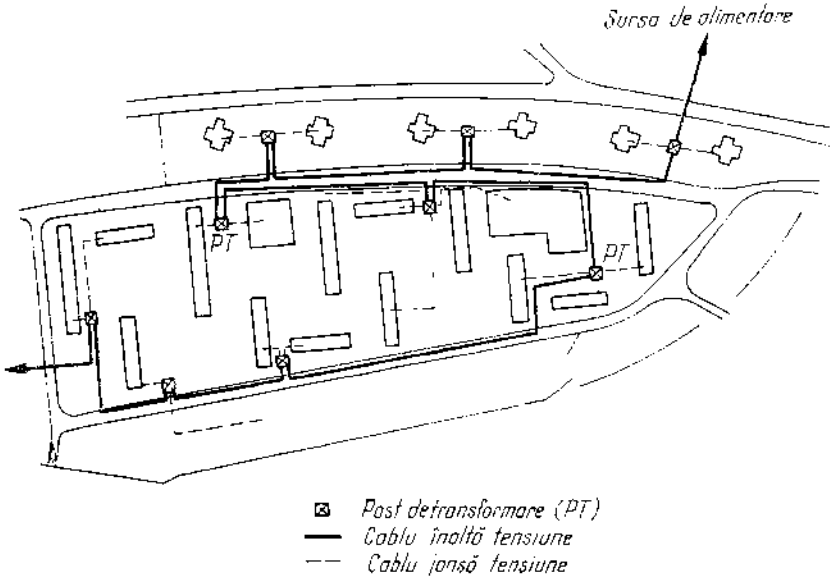


Fig. 2.15. Alimentarea unor blocuri de locuințe prin posturi de transformare MT/JT având rețeaua de joasă tensiune redusă la maximum.

tate limitată și cu nivel de zgomot redus), dublă coloană de medie tensiune montată în cablu etc.

Aceste imobile pot fi deservite economic în joasă tensiune printr-un post de transformare situat în subsol sau printr-un post situat la subsol și altul la ultimul etaj.

Distribuția energiei electrice la consumatori se face pe verticală. Coloanele de joasă tensiune, constituind rețeaua interioară de distribuție publică, au o configurație strict radială. La aceste construcții se recomandă o dimensionare largă a canalelor de cabluri verticale sau orizontale pentru a permite dezvoltările viitoare. La fiecare nivel distribuția poate fi asigurată printr-o încăpere de repartiție (conținînd eventual și contoarele) de unde pleacă fasciculul de cabluri care alimentează abonații de pe etajul respectiv.

În cazul blocurilor turn uneori este convenabil de a se pătrunde cu tensiunea înaltă cît mai mult în interiorul imobilului, soluție ce va trebui determinată pe baza unui studiu tehnico-economic.

Dacă este necesar a se instala în imobil posturi de transformare MT/JT departe de sursa de alimentare de medie tensiune, se pot utiliza următoarele scheme de alimentare ale acestor imobile :

— fiecare transformator este alimentat radial din sursa de alimentare de medie tensiune, postul de transformare MT/JT fiind foarte simplificat, necuprinzînd nici o celulă de medie tensiune (fig. 2.46) ;

— posturile de transformare sînt de tip clasic alimentate în derivație dintr-un distribuitor în buclă ce pleacă și se întoarce în sursa de alimentare de medie tensiune (fig. 2.47).

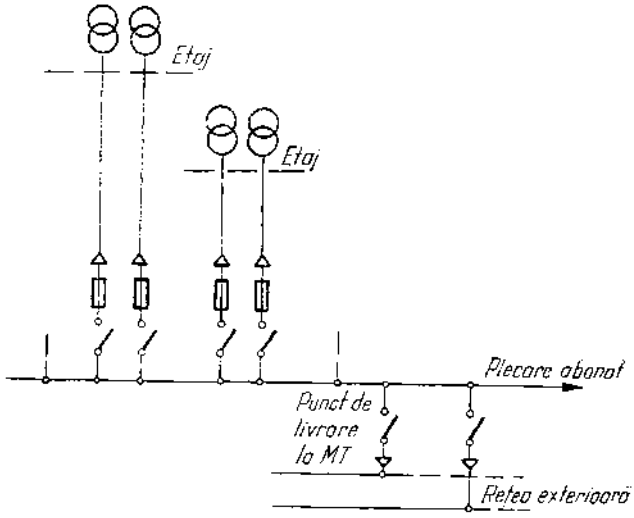


Fig. 2.46. Sistem de alimentare radial în MT a unui bloc turn.

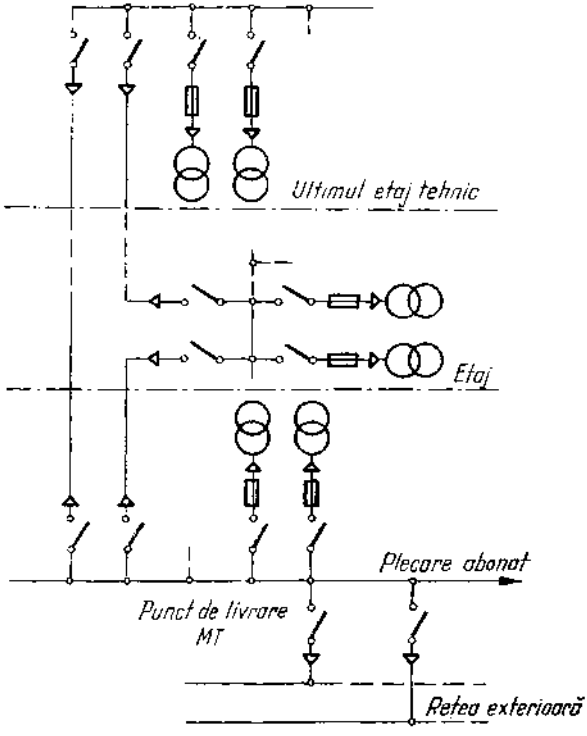


Fig. 2.47. Sistem de alimentare la medie tensiune prin distribuitoare în buclă a unui bloc turn.

Rețeaua de joasă tensiune este în acest caz radială.

În fig. 2.48 se arată schema pentru un circuit primar monofazat de medie tensiune, un transformator de distribuție capsulat de MT/JT și trei racorduri de 415/240 V care deservesc trei clădiri, schemă utilizată

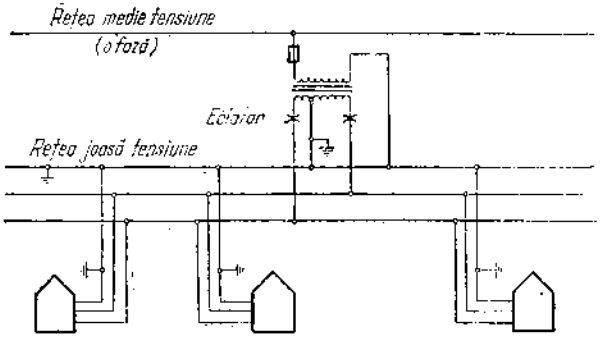


Fig. 2.48. Sistem de alimentare cu energie electrică a locuințelor individuale. Un circuit monofazat de MT și un circuit trifazat de JT.

în S.U.A. Aceasta este de fapt o rețea radială în dublă derivație denumită sistem *banked.*

Sistemul de joasă tensiune *banked* prezentat în fig. 2.49 constă din mai multe posturi de transformare capsulate, alimentate de la un singur

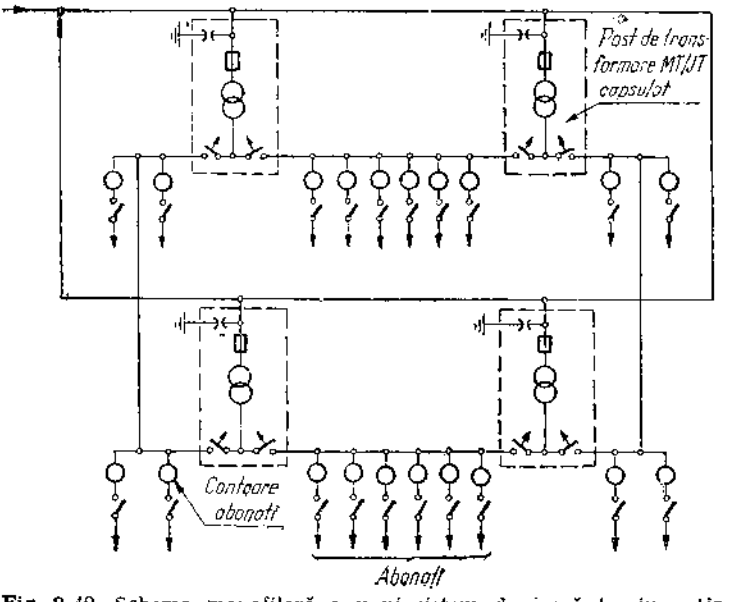


Fig. 2.49. Schema monofilară a unui sistem de joasă tensiune tip banked.

fider principal monofazat, avînd terminalele de joasă tensiune interconectate. Sistemul este destul de eficace în reducerea efectelor de *fliker* la pornirea motoarelor mari, cum ar fi cele ale instalațiilor de aer condiționat din locuințe sau pentru încălziri centrale.

Fiecare transformator se conectează la rețea fără siguranțe fuzibile. Conectarea se realizează manual cu ajutorul unui comutator cu trei poziții care este astfel construit și blocat, încît să nu poată fi acționat decît atunci cînd fiderul principal este scos de sub tensiune. Fiderul se poate pune la pămînt cu ajutorul acestui comutator.

Branșamentele de joasă tensiune. Acestea constituie racordurile la abonați și au drept scop să aducă energia de la rețeaua de alimentare publică la instalațiile interioare ale abonaților. Pentru consumatorii casnici-edilitari branșamentele sînt realizate numai la joasă tensiune.

Branșamentele din rețelele aeriene sînt constituite din racorduri simple ce merg pînă la nișa consumatorului, prevăzute cu siguranțe fuzibile.

În fig. 2.50 sînt arătate cîteva tipuri de branșamente executate din cabluri subterane care alimentează case individuale.

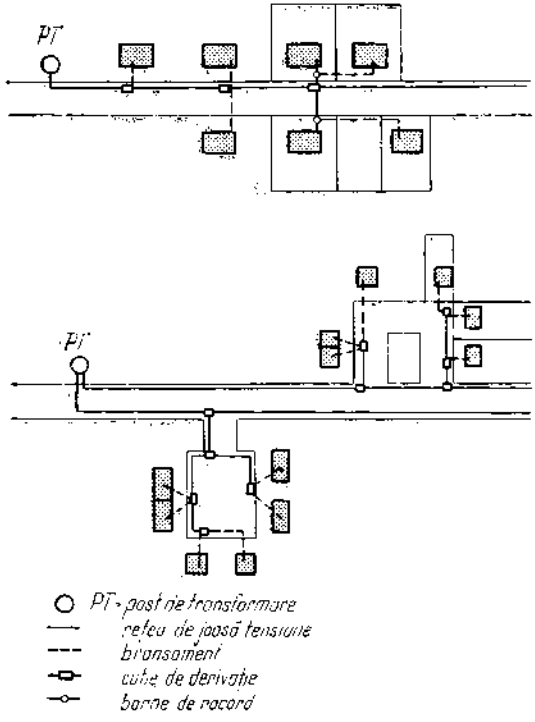


Fig. 2.50. Exemple de branșamente la case individuale. Rețea subterană.

În fig. 2.51 sînt indicate cîteva exemple de branșamente la imobile mari cu multe apartamente realizate tot din rețele subterane.

La rețelele de cabluri branșamentele pleacă din cutii de derivație (simple sau duble) amplasate subteran la bordura unei căi de comunicație

sau sub trotuar. Cutiile de distribuție conțin borne și aparatajul necesar permițînd efectuarea de conectări sau de deconectări a două extremități a unui cablu.

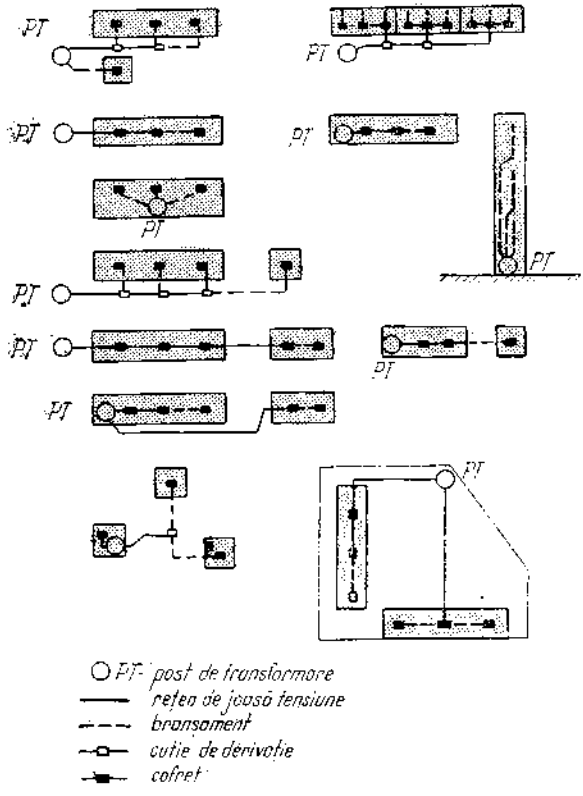


Fig. 2.51. Exemple de branșamente la imobile colective.

2.3.2. PROTECȚII UTILIZATE ÎN REȚELELE DE DISTRIBUȚIE DE JOASĂ TENSIUNE

În cazul rețelelor urbane de joasă tensiune cu structura funcțională radială, protecția pe partea de joasă tensiune a transformatorului din posturi se asigură, în general, prin întreruptoare automate prevăzute cu relee de curent maximal sau prin siguranțe fuzibile. Întreruptoare se montează numai în rețelele care alimentează consumatori foarte importanți din cartierele industriale sau comerciale, sau în rețelele de iluminat public. Derivațiile la consumatori sînt prevăzute cu siguranțe fuzibile care asigură o protecție selectivă în rețea.

Realizarea protecției selective în rețelele buclate este mai complexă și necesită o aparatură mai complicată. Pe partea de joasă tensiune protecția este realizată, de cele mai multe ori, prin siguranțe fuzibile. În cazul unui scurtcircuit pe o latură a rețelei, prin siguranțele care delimitează

latura respectivă trece curentul de scurtcircuit mult mai mare decît prin celelalte siguranțe, prin urmare siguranțele de la capetele liniei defecte se topesc mai repede și în acest fel defectul este izolat în mod selectiv.

Dacă rețelele buclate sînt executate în cablu, atunci siguranțele fuzibile pot să lipsească. În acest caz înlăturarea scurtcircuitului se bazează pe faptul că în anumite condiții arcul electric se stinge singur după cîteva perioade, datorită tensiunii scăzute a rețelei care nu poate întreține arderea arcului și datorită degajării din izolația cablului a unor gaze neionizate ce realizează suflarea arcului.

Curentul de scurtcircuit la locul defectului nu trebuie să aibe o valoare prea mare, în care caz ar fi favorizat întreținerea arcului, nici una prea mică, în care caz s-ar produce o degajare redusă de gaze și deci o insuficientă deionizare a mediului. Limitele superioară și inferioară ale curentului de scurtcircuit depind de tensiunea rețelei. În rețelele de 380V aceste valori sînt cuprinse, de regulă între 4 și 5 kA.

În cazul cînd condițiile menționate sînt satisfăcute arcul electric se stinge iar la locul defectului cablul se arde și prin aceasta, capetele lui se autoizolează. Astfel, cablul poate rămîne mai departe în funcțiune pînă la repararea sa și consumatorii nu sînt întrerupți. În unele cazuri se instalează siguranțe cu inerție mare care au rolul de a deconecta cablul defect, în situația întreținerii în continuare a arcului, pentru a se evita distrugerea cablului pe o lungime prea mare.

Soluția fără siguranțe fuzibile ieftinește mult rețeaua de joasă tensiune.

În S.U.A. rețelele subterane de joasă tensiune de 208/120 V funcționează fără siguranțe fuzibile. La rețelele cu tensiunea de 380 V și mai mult, acest lucru nu mai este posibil din cauza valorilor curenților de scurtcircuit care sînt mai mici.

În ceea ce privește posturile de transformare din rețelele buclate acestea sînt echipate, în afara protecțiilor obișnuite, cu întreruptoare automarte împotriva circulației de putere inversă, montate pe partea de joasă tensiune a transformatoarelor.

2.4. SCHEME MODERNE DE STAȚII ȘI DE POSTURI DE TRANSFORMARE FOLOSITE ÎN REȚELELE DE DISTRIBUȚIE

2.4.1. SCHEMELE STAȚIILOR DE TRANSFORMARE

Stațiile de transformare care deservesc rețelele electrice de distribuție trebuie să prezinte o mare siguranță în funcționare, deoarece de ele depinde de multe ori alimentarea unui întreg oraș. Deci criteriul esențial în proiectarea acestor stații îl constituie siguranța în funcționare.

În cele ce urmează se va face o analiză a diverselor scheme de stații de transformare utilizate cel mai frecvent în rețelele de distribuție cu scopul de a se desprinde soluțiile cele mai indicate din punct de vedere tehnico-economic, ce pot fi utilizate în aceste rețele. Schemele vor fi analizate numai pentru partea de medie tensiune, deoarece partea de înaltă tensiune a acestor stații este strîns legată de partea de sistem, iar soluțiile sînt analizate pe ansamblul sistemului energetic.

În fig. 2.52 se prezintă o schemă de *stație de transformare cu sistem simplu de bare colectoare*, cu două transformatoare coborîtoare. Continuitatea alimentării depinde de prezența tensiunii pe bara colectoare, iar un defect pe bară duce la întreruperea alimentării tuturor consumatorilor. O întrerupere pe una din cele două surse de înaltă tensiune nu duce la întreruperea alimentării, dacă s-a prevăzut o rezervă suficientă în transformatoare pentru a face față sarcinilor în aceste condiții.

Pentru a mări siguranța în alimentare se poate adopta schema din fig. 2.53. În caz de întrerupere a unui circuit de alimentare ambele transformatoare rămîn mai departe în funcțiune. Cu toate acestea, acest tip de stație nu oferă un grad ridicat de siguranță obținut cu alte soluții.

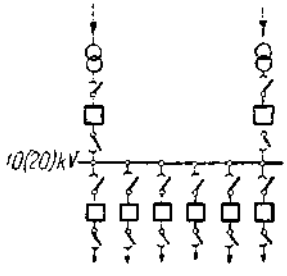


Fig. 2.52. Schema unei stații de transformare cu sistem simplu de bare colectoare.

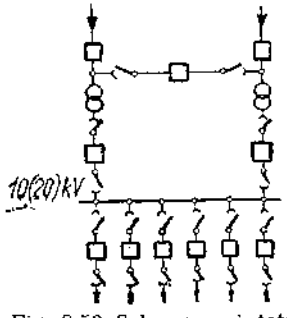


Fig. 2.53. Schema unei stații de transformare cu sistem de bare în *II*.

Stații cu bare colectoare simple, secționate (fig. 2.54) prezintă avantajul că oricare secțiune de bare poate fi scoasă din funcțiune fără să afecteze cealaltă secție de bare. Pentru o folosire cît se poate de bună a acestei soluții, plecările se vor repartiza pe cele două secții de bare, astfel ca un sector de rețea să poată fi alimentat de la ambele secții de bare.

În fig. 2.55 se arată o *stație cu dublu sistem de bare colectoare*. Dublarea instalațiilor dublează costul de investiții însă aceste cheltuieli sînt justificate acolo unde siguranța alimentării este esențială. Schema cu bară dublă poate fi modificată în diverse feluri; una sau amîndouă barele pot fi secționate în orice număr de secții dorit, folosind fie întreruptoare, fie separatoare de secționare.

Stația cu bară colectoare și bară de transfer, prezentată în fig. 2.56, are o singură bară colectoare și o bară de transfer. Bara de transfer este

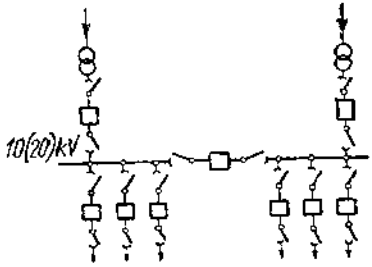


Fig. 2.54. Schema unei stații de transformare cu bară colectoare simplă, secționată.

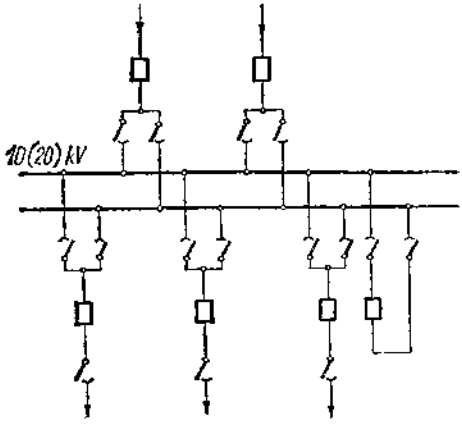


Fig. 2.55. Schema unei stații de transformare cu bare colectoare duble.

legată de bara principală prin intermediul unui întreruptor de cuplare. Transferarea sarcinii de pe bara principală pe cea de transfer se efectuează printr-un joc de separatoare, după ce întreruptorul de cuplă a fost închis. În această soluție se cere mare atenție la manevrarea separatoarelor care trebuie să fie făcută într-o succesiune corespunzătoare pentru a se evita manevrarea sub sarcină.

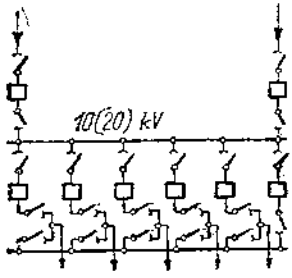


Fig. 2.56. Schema unei stații de transformare cu bară principială și bară de transfer.

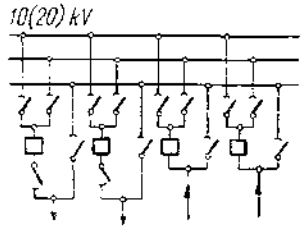


Fig. 2.57. Schema unei stații de transformare cu bară principală, cu bară de rezervă și bară de transfer.

Stația cu bară colectoare principală, bară de rezervă și bară de trasfer este prezentată în fig. 2.57, în care bara de rezervă funcționează de regulă ca o a doua bară principală. Adeseori fiderii sînt distribuiți pe cele două bare, fiecare avînd alimentarea sa proprie de la un transformator independent astfel, încît la un defect pe o bară nu se întrerup toți consumatorii. Scoaterea unui întreruptor de pe un fider pentru reparație sau revizie se face prin utilizarea barei de transfer.

O soluție în care bara de rezervă se confundă cu cea de transfer este dată în fig. 2.58.

Schema de stație cu un întreruptor și jumătate pe circuit (fig. 2.59) permite o reducere de cost a soluției față de cea cu bare colectoare duble, prin folosirea a trei întreruptoare pentru două circuite. Protecția prin

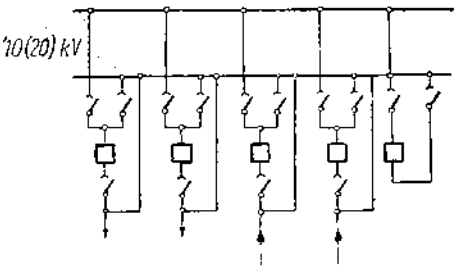


Fig. 2.58. Schema unei stații de transformare cu bară principală și bară de rezervă — transfer.

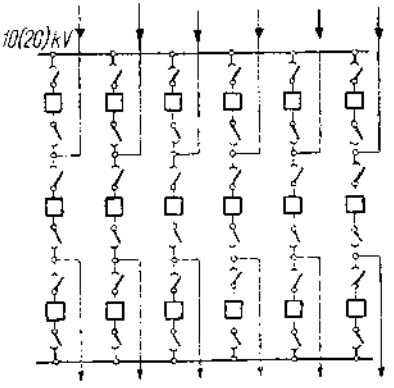


Fig. 2.59. Schema unei stații de transformare cu un întreruptor și jumătate pe circuit.

relee în acest caz este însă mai complicată căci întreruptorul din mijloc trebuie să răspundă la perturbările survenite în ambele circuite.

Schemele de *stații cu bare colectoare în inel* (fig. 2.60) prezintă avantajul că necesită folosirea numai a unui singur întreruptor pe circuit. Un alt avantaj al barei inelare este că fiecare circuit de plecare are de fapt două surse de alimentare. Costul instalației este mai scăzut decît acela cu bare colectoare duble și prezintă totodată o mare siguranță în alimentarea consumatorilor, deoarece oricare întreruptor din inel poate fi scos din funcțiune pentru întreținere sau reparare fără întreruperea alimentării. Protecția prin relee este însă mai complicată, constituind principalul dezavantaj al acestei soluții.

Schema de *stație cu bară colectoare principală și bară de rezervă*, utilizînd întreruptoare debroșabile cu SF_6 este dată în fig. 2.61. Folosirea

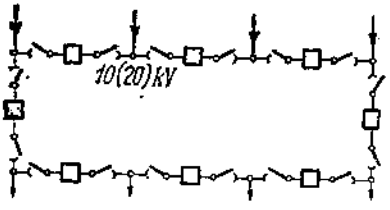


Fig. 2.60. Schema unei stații de transformare cu bare colectoare în inel.

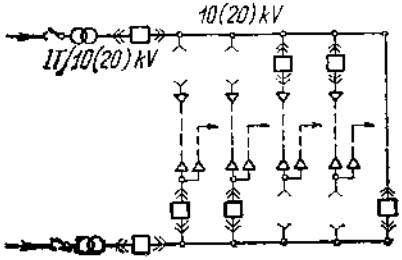


Fig. 2.61. Schema unei stații de transformare cu bară principală și bară de rezervă, cu întreruptoare debroșabile.

aparatajului de conexiune în carcasă metalică (capsulat) limitează folosirea acestui tip de stație la valorile de tensiune pentru care se fabrică aparataj capsulat. Această soluție este prevăzută cu două transformatoare avînd două întreruptoare pe partea secundară a transformatoarelor și o cuplă pentru interconectarea barelor prevăzute cu întreruptor. Pentru fiecare plecare este lăsat loc pentru două întreruptoare, dar nu se montează decît unul singur pentru una din bare. În caz de defect există posibilitatea de a se instala întreruptorul de rezervă disponibil din stație, astfel că întreruperea alimentării are loc pentru un interval foarte scurt de timp. Schema este foarte economică și prezintă o mare siguranță în funcționare, fiind din ce în ce mai des folosită în multe țări.

2.4.2. SCHEME DE STAȚII DE TRANSFORMARE PENTRU ALIMENTAREA UNOR CONSUMATORI IMPORTANȚI

Cea mai simplă schemă utilizată pentru o astfel de stație de alimentare este cea arătată în fig. 2.62. Ea constă dintr-un separator de înaltă tensiune, un transformator coborîtor și un întreruptor pe partea secundară. Transformatorul poate fi format din trei transformatoare monofazate sau dintr-un transformator trifazic. Se mai utilizează și soluția cu patru transformatoare monofazate, care prezintă avantajul că permite funcționarea stației cu întreaga ei capacitate și atunci cînd unul din transformatoarele monofazate este scos din funcțiune pentru lucrări de reparație sau întreținere. Întreruptorul unic de fider este, în general prevăzut cu relee maximale și echipat cu dispozitive de reanclanșare automată. Pentru a permite să se lucreze comod la întreruptor, în caz de defectare a acestuia, se prevede de regulă folosirea unui separator șunt.

În unele soluții se folosesc, pentru ușurarea lucrărilor de revizii și reparații, întreruptoare compacte cu separatoare (*întreruptoare debroșabile*). (fig. 2.62, *b*). Separatoarele nu pot fi deschise decît atunci cînd întreruptorul este declanșat. În stație se găsește un întreruptor de rezervă care poate fi montat în locul celui scos din funcțiune. În acest fel întreruperea alimentării durează un timp foarte scurt. În loc de siguranțe sau separatoare pe partea de înaltă tensiune se poate folosi un întreruptor (fig. 2.62, *c*).

În soluțiile prezentate, transformatoarele sînt alimentate printr-un singur circuit de înaltă tensiune. Aceste stații se construiesc, de regulă, în soluție complet capsulată și cuprind întreg echipamentul și aparatajul de protecție și automatizare.

O stație de transformare alimentată numai de la un singur circuit poate fi supusă unui număr excesiv de întreruperi în funcționare, uneori de lungă durată, datorită defectelor ce pot apărea pe circuitul de alimentare, defecte care trebuie identificate și separate înainte ca alimentarea să poată fi restabilită.

Pentru a se preîntîmpina acest inconvenient se poate folosi sistemul dublu de alimentare așa cum se arată în fig. 2.63.

Cînd circuitul de alimentare este întrerupt, transformatorul stației poate fi conectat la circuitul auxiliar de alimentare, deschizînd separatorul

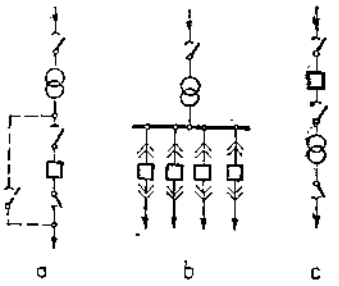


Fig. 2.62. Schemă simplificată de stație de transformare pentru alimentarea unui consumator.

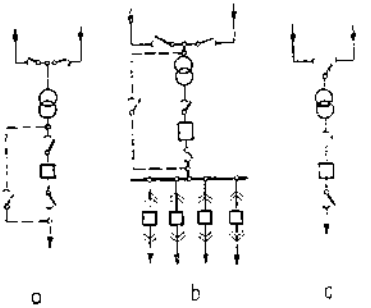


Fig. 2.63. Schema unei stații de transformare cu sistem dublu de alimentare.

de funcționare normală și închizînd separatorul alimentării de rezervă. Cînd un circuit a fost declanșat din cauza unui defect de durată, închiderea separatorului auxiliar fără a deschide în prealabil separatorul de funcționare normală ar atrage după sine deplasarea defectului și pe al doilea circuit, conducînd astfel la avarierea ambelor circuite. Această închidere pe defect ar produce și avarierea separatorului, deoarece el nu este dimensionat pentru închiderea sub sarcină. Din acest motiv este convenabilă utilizarea unor separatoare selectoare cu două poziții ca în fig. 2.63, *c*.

În fig. 2.63, *b* se arată o schemă pentru o *stație de transformare capsulată*, cu mai multe plecări pe partea secundară, prevăzută cu întreruptoare debroșabile pe fiecare plecare.

Aceste scheme de stații cu un singur transformator nu prezintă o siguranță prea mare în funcționare, din cauză că defectarea transformatorului atrage după sine întreruperea întregii alimentări.

Pentru aceasta se utilizează scheme cu două transformatoare prezentate în fig. 2.64.

În fig. 2.64, *a* alimentarea fiecărui transformator se face printr-o singură linie, căderea unei linii sau a unui transformator va reduce sarcina de distribuit consumatorilor, dacă bineînțeles nu există rezervă de 100 % în transformatorul rămas în funcțiune (lucru dealtfel neeconomic).

Pentru o suplețe mai mare în alimentare se utilizează schema din fig. 2.64, *b*, alimentarea fiecărui transformator realizîndu-se în dublă derivație. În ambele situații cele două transformatoare nu pot fi puse în paralel pe partea secundară. Pentru aceasta separatorul, respectiv întreruptorul de cuplare este blocat corespunzător pentru a împiedica manevra de punere în paralel.

Schemele descrise mai sus au dezavantajul că pot da naștere la întreruperi în alimentarea consumatorilor de durată mai mult sau mai puțin mare. Pentru a preîntîmpina acest lucru se poate utiliza schema din fig. 2.65 în care se utilizează întreruptoare echipate cu dispozitive de anclanșare automată pentru restabilirea rapidă a alimentării în caz că un circuit s-a defectat.

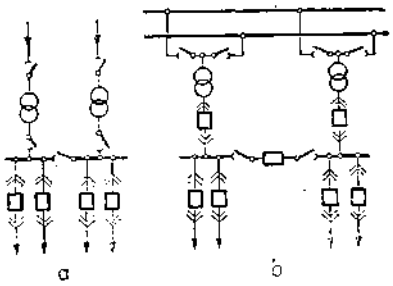


Fig. 2.64. Schema unei stații de transformare cu dublă alimentare și cu două transformatoare.

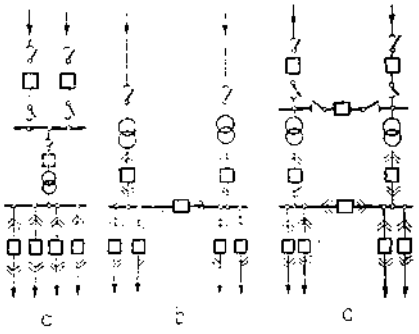


Fig. 2.65. Sisteme de alimentări duble a stațiilor de transformare pentru eliminarea întreruperilor.

În fig. 2.65,*c* se prezintă un tip de schemă mai complexă, prevăzută cu multiple posibilități de alimentare, datorită atît legăturilor între linii și transformatoare, cît și datorită prezenței întreruptoarelor.

În fig. 2.66 și 2.67 se pot vedea cîteva tipuri de scheme de stații de transformare cu mare flexibilitate în alimentare consumatorilor. Multiplele combinații de închidere și deschidere de întreruptoare permit o

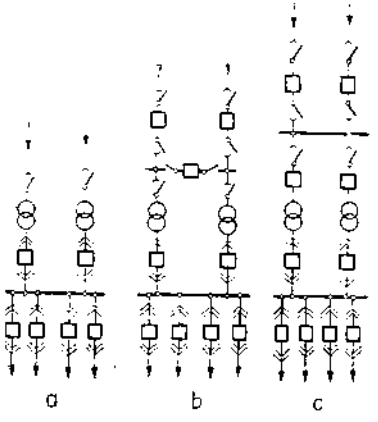


Fig. 2.66. Scheme de stații de transformare utilizate în alimentarea unor consumatori importanți.

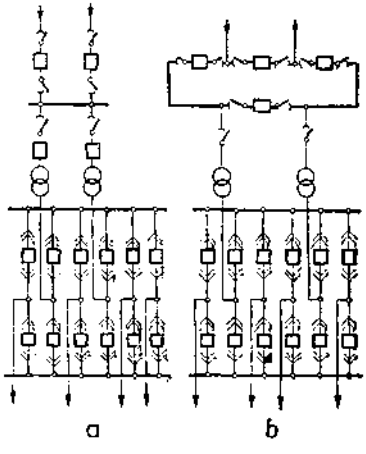


Fig. 2.67. Scheme de stații de transformare cu mare siguranță în alimentarea consumatorilor.

bună *mentenanță* în funcționare a instalațiilor, fără lungi întrerupri în alimentarea consumatorilor. Aceste tipuri de stații sînt foarte des întîlnite în rețelele de distribuție din S.U.A.

Cîteva din cele mai des întîlnite scheme de posturi de transformare sînt cele arătate în fig. 2.68.

Postul de tip *A* oferă cea mai bună continuitate în exploatare, deoarece un defect în transformator sau în circuitul de alimentare este izolat prin deschiderea întreruptorului liniei și a întreruptorului de joasă tensiune corespunzător transformatorului defect. Acest tip de post nu produce o întrerupere a alimentării consumatorilor el avînd prevăzut pe partea de joasă tensiune cel puțin doi fideri.

Un grad mai scăzut de continuitate în alimentare o prezintă schema postului *B* care este denumit *post tip duplex*. Întreruptorul dintre transformatoare este normal deschis și el se închide printr-o comandă automată în cazul căderii unuia dintre transformatoare.

În fig. 2.68,*c* se arată schema unui post de transformare cu alimentare în dublă derivație din rețeaua de medie tensiune, avînd un singur transformator. În fig. 2.68, *d* se prezintă o schemă simplă de post de transformare prevăzut cu un singur transformator și alimentat în derivație din rețeaua de medie tensiune.

Posturile de transformare de MT/JT care alimentează consumatori casnici-edilitari au o schemă simplă, adică fără întreruptoare pe partea de medie tensiune, în locul lor fiind montate separatoare de sarcină sau siguranțe. În cazul rețelelor buclate pe partea de joasă tensiune se montează întreruptoare echipate cu relee de curent invers.

Posturile de transformare care alimentează consumatori importanți sînt echipate cu întreruptoare pe partea de medie tesiune și alimentate din două surse separate.

Posturile de MT/JT au de regulă un număr de 2—4 plecări pe partea de joasă tensiune și sînt echipate obișnuit cu un singur transformator de puteri cuprinse între 250 și 630 kVA, manifestîndu-se tendința de a se utiliza în viitor pe scară mai largă și transformatoare de 800—1000 kVA.

În general, posturile de transformare se construiesc suprateran, atît în construcții separate, cît și înglobate în clădiri cu alte destinații (blocuri de locuințe, instituții, complexe comerciale etc.), ultima soluție generalizîndu-se în ultimul timp. În S.U.A. predomină construcțiile de posturi subterane, executate în construcții capsulate, rezistente în submersie completă în apă și prevăzute cu două transformatoare, avînd două căi de alimentare independente.

În prezent, se constată extinderea concepției realizării *posturilor de transformare capsulate*, cu aparataj debroșabil și tendința utilizării transformatoarelor uscate în locul celor cu ulei, datorită siguranței sporite în ceea ce privește pericolul de incendii.

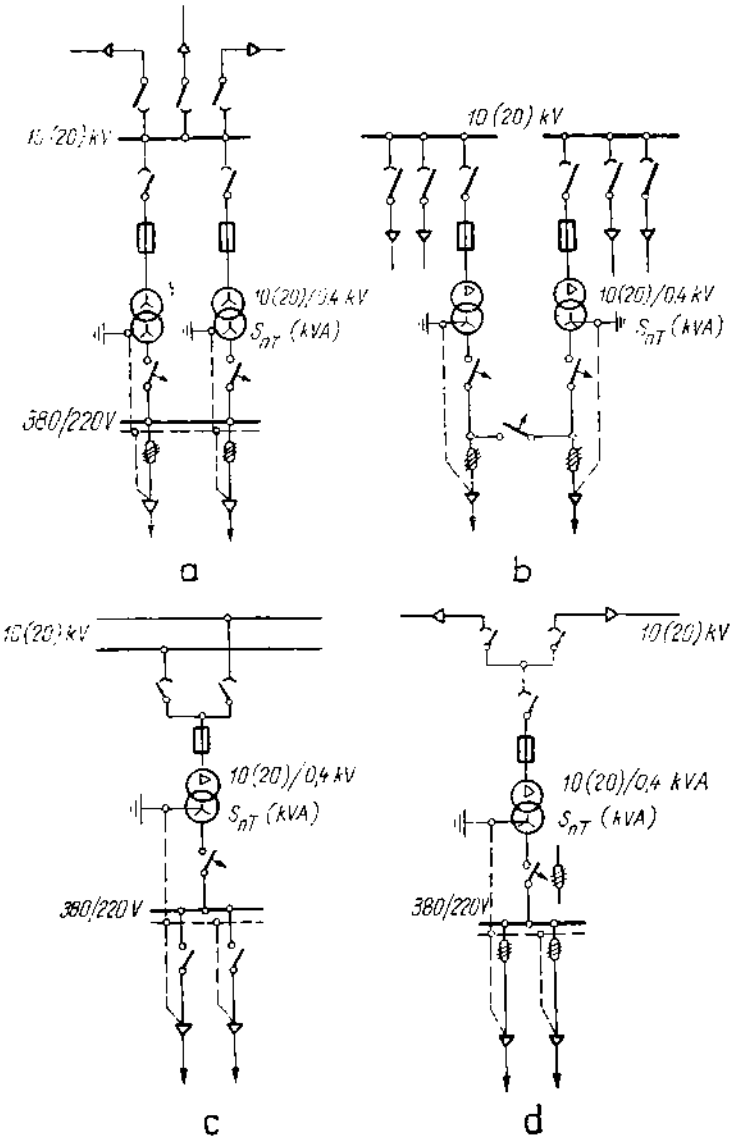


Fig. 2.68. Scheme de posturi de transformare:

A — post de transformare cu două transformatoare, cu bare pe partea de joasă tensiune; *B* — post de transformare tip duplex; *C* — post de transformare cu alimentare în dublă derivație de la rețeaua de MT; *D* — post de transformare prevăzut cu un singur transformator și alimentat în derivație de la rețeaua de MT.

BIBLIOGRAFIE

1. C.I.R.E.—SCP și ICEMENERG *Concepția de dezvoltare a rețelelor electrice orășenești. Îmnătățirea structurii rețelelor de distribuție. Directive tehnice*, nr. 239/7, 1977.
2. * * * *Studiul actual și tendințe pe plan mondial în dezvoltarea rețelelor de distribuție a energiei electrice în mediul urban.* C.I.R.E.—SCP și ICEMENERG — nr. 293/3, 1974.
3. AIZENBERG S. L., VOLOTKOI, N. V. ș.a. *Rețele electrice urbane.* București, Ed. Tehnică, 1963.
4. BOȚAN, N. V., CONSTANTINESCU, E. și POEATĂ, A. I. *Rețele electrice. Calculul electric.* București, Ed. Tehnică, 1961.
5. * * * *Criterii privind dezvoltarea optimă a rețelelor de joasă tensiune (aeriene) de distribuție publică.* ICENERG, 1968.
6. * * * *Optimizarea rețelelor de medie tensiune în condițiile creșterii consumului din zonă.* ICENERG, 1970.
7. * * * *Studiu privind dezvoltarea principiilor de dezvoltare și sistematizare a rețelelor de joasă tensiune de distribuție a energiei electrice pentru consumul edilitar și casnic din mediul urban și rural.* ICEMENERG, 1973.
8. IONESCU, G.—T. *Contribuții la optimizarea structurii și dimensionării rețelelor de distribuție a energiei electrice.* Teză de doctorat, Institutul Politehnic București, 1975.
9. IONESCU, G.—T. *Tendințe și concepții noi în structura și analiza rețelelor electrice de distribuție din marile orașe.* București, Prima conferință a energeticienilor din România, Referat VII. 45, 17—19 oct. 1974.
10. REPAS, N. D. *Subtransmision and Distribution Substation.* În: EUE Reference Book vol. 3. Distribution Systems. EUE of the Westingshouse Electric Comp. East Pritsburg, Pennsylvania, 1965.
11. AURIEMMA, L., GALIARDI, F. și MASSA, F. *Su alcuni problemi connessi all'introduzione delle reti di distribuzione a bassa tensione a maglie chiuse nei grandi agglomerati urbani,* În: AEI, Trieste, A.a. 05, 1968.
12. * * * *Ghid Tehnique de la Distribution. Partie A. Architecture des Réseaux* E.D.F. — Paris, ian. 1972, p. 200.
13. * * * *Politiques et règles tehnique.* E.D.F. — Direction de la distribution. Paris, 1969, p. 125.
14. MORRIS, T. E. *Economic Comparison in Planning for Electrical Supply.* În: Proc. IEE, Anglia, 117, nr. 3, 1970.
15. KREJCOVA, E. și PACAK, S. *Optimizarea schemelor rețelelor electrice.* În: Elektrotechnicky Obzor, R.S.C.S., nr. 9, 1969, p. 390.
16. HILL, J. R., MALTBY, J. H. și SIMMONS, J. — *Récentes experiences de la conception et l'exploatation du réseaux de distribution intégré de la zone metropolitaine de Londre.* În: Congres International des Réseaux Électriques de Distribution (CIRED). IEE Actes du Congré 99, London, Raport nr. 6 1 (T) 1973.
17. DREYFUS, H. B., TAYLOR, R. R. ș.a. *Alimentation générale des agglomeration urbaines en Grande— Bretagne.* În: Conference Internationale des Grands Réseaux Électriques a Haute Tension (CIGRE), Paris, Raport nr. 32—02, 21—29 aug. 1974.
18. HALERMANN, W. *Determinarea matematică a construcției optimale a instalațiilor de distribuție de joasă tensiune.* În: ETZ—A, R.F.G., 93, nr. 10, 1972, p. 582—585.
19. MUNKER, H. și RACHSE, G. *Rețele de joasă tensiune în zone cu mare densitate de sarcină.* În: ETZ—B, R.F.G., 5, nr. 20, oct. 1973, p. 538—544.
20. MÜLLER, C. H. *Planificarea rețelei în zonele urbane aglomerate.* În: ETZ—B, R.F.G., nr. 20, 1973, p. 561—564.
21. STOLNICOV, V. N. *Probleme tehnico-economice de alegere rațională a schemelor de alimentare cu enerie electrică în sectorul comunal-casnic al orașelor.* În: Elektricestvo, U.R.S.S., nr. 4, 1965.
22. LEBOU MOUX, J. *Le réseau souterrain a 20 kV de Paris.* În: Revue Général de l'Électricité, Franța, 75, nr. 3, 1966, p. 387—394.
23. POYART, R. *L'alimentation en énergie électrique des grandes agglomérations. Un problemé d'avenir.* În: R.G.E., Franța, 75, nr. 4, 1966, p. 433—435.

24. DEFORGE, J. C. *Les principaux problemes posée par la realisation technique de nouveaux réseaux de Paris.* În : R.G.E., Franța, 75, nr. 4, 1966, p. 560—565.
25. POURGIN, Y. și SACHER, Y. *Alimentation en énergie électrique d'un grand ensamble. Distribution interne, sécurité et sureté.* În : R.G.E., Franța, 87, nr. 1, 1978.
26. LEBOULLEUX, J. *Conception d'E.D.F. en matière de réalisation et l'exploitation des postes MT/BT urbains.* În : R.G.E., Franța, 86, nr. 11, 1977.
27. * * * *L'Alimentation et les réseaux de distribution de l'électricité a Paris.* E.D.F., Paris, 1970.
28. LENGNER, A. *Optimizarea structurii de perspectivă a distribuției energiei electrice în orașe.* În : Energietechnik, R.D.G., 20, nr. 7, 1970, p. 292—297.
29. BESAMERTINI, I. S. și BILIK, N. I. *Sarcinile electrice teoretice în noile cartiere de locuințe ale orașelor.* În : Elektriceskie Stanții, U.R.S.S., nr. 7, 1970, p. 56—59.
30. LAWRENCE, R.F. și GRISCOM, S. B. *General Consideration of Distribution.* În : EUE Reference Book, vol. 3, Distribution Systems, EUE of the Westingshouse Electric Comp. East Pittsburg, Pennsylvania, 1965.
31. TARNAVSKI, S. *Perspective privind introducerea unor soluții noi pentru distribuția energiei electrice în cuartalele de locuințe.* În : Energetica — R.S.R., 21, nr. 9, 1973, p. 431—439.
32. LASZLO, T. ș.a. *Optimizarea dezvoltării rețelelor de distribuție. Rețelele de joasă tensiune edilitar-casnice.* În : Energetica — R.S.R., 22, nr. 5, 1974, p. 208—211.
33. BOGAN, M., TARNAVSKI, S., ALBERT, T. și HRISTEA, D. *Prepocupări privind optimizarea dezvoltării rețelelor de distribuție urbană.* Sesiunea de comunicări tehnico-științifice, I.S.P.E. — I.S.P.H., Referat IV, 4.8, București, 1979.
34. IVAS, D. *Contribuții la elaborarea unui model de determinare a schemelor optime pentru instalațiile de distribuție (conexiuni) din stațiile de transformare.* Sesiunea de comunicări tehnico-științifice, I.S.P.E. — I.S.P.H.. Referat IV. 1.2. București, 1979.
35. * * * *Studiu pentru stabilirea configurației optime a rețelelor de distribuție în cuartalele de blocuri.* I.S.P.E., 1978.
36. AUGE, COMELLINI, ș.a. *Comparaison des criteres de calcul et de fonctionnement du réseaux moyenne tension adoptés dans trois pays (Allemagne, France, Italie) pour le projet d'électrification de la meme zone.* În : Congres Union Internationale des Producteurs et Distribution d'Énergie Électrique, Paris, raport 36/D. 3, 1972.
37. CUFFE, R. C. și BREARTUIN, M. O. *Les projet d'un réseaux de distribution haute tension du Dublin a maille ouverte a haute tension.* În : CIRED—London, Vol. 1 : Rapports, raport nr. 6.2 (T), 1973, p. 264—269.
38. RADFAR, G. A. și DAVID, E. B. *Conception des réseaux de distribution dans une capitale Moyenne-Orientale en pleine expansion.* În : CIRED—London, Vol. 1 : Rapports, raport nr. 6.3 (T). 1973.
39. KAUFMAN, W. *Influence de la structure des postes sur la securité d'alimentation d'un abonne d'une grande ville.* În : CIRED—London, Vol. 1 : Rapports, Raport nr. 1.3 (T), 1973, p. 22—35.
40. * * * *Electricitatea în orașul București, 90 ani de existență*, I.D.E.B. București, 1973.
41. DALLOS, G. *Analyse des interruption de service au niveu de la clientele MT et BT.* În : R.G.E. Franța, 81, nr. 9, 1973, p. 537.
42. HAHN, W. *Die Energieversorgung von Berlin (West).* În : ETZ — R.F.G., 101, H. 20, septembrie 1980, p. 1102—1105.

3. METODE DE CALCUL ȘI DIMENSIONARE ALE REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

3.1. METODE DE CALCUL PENTRU DETERMINAREA CIRCULAȚIEI DE CURENȚI ȘI A CĂDERILOR DE TENSIUNE

3.1.1. CALCULUL CIRCULAȚIEI DE CURENȚI ȘI A CĂDERILOR DE TENSIUNE ÎN REȚELELE ELECTRICE RADIALE

Linie cu un singur consumator. Se consideră o linie electrică trifazată de curent alternativ care satisface condițiile de omogenitate, simetrie și repartiție simetrică a sarcinii și a surselor de tensiune pe toate cele trei faze.

Schema electrică echivalentă poate fi reprezentată printr-un dipol (fig. 3.1) format dintr-o impedanță $\underline{Z} = r + \mathrm{j}\,x$ (r fiind rezistența totală a liniei, iar x reactanța inductivă totală a liniei).

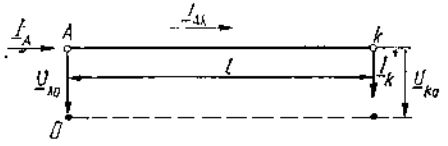


Fig. 3.1. Reprezentarea printr-un dipol a unei linii electrice trifazate echilibrate.

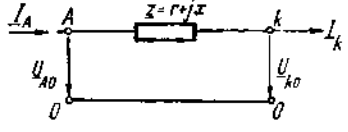


Fig. 3.2. Schema electrică principială a unei linii electrice trifazate echilibrate.

Dacă se cunoaște curentul absorbit de consumator, fie el $\underline{I}_k$ și tensiunea $\underline{U}_{AO}$ la sursă, se pune problema determinării tensiunii la bornele consumatorului $\underline{U}_{kO}$ și a curentului debitat de sursă $\underline{I}_A$ (fig. 3.2).

Notînd curentul de linie $\underline{I}_{Ak}$ pe baza legii I-a a lui Kirchhoff, scrisă la nodul k, se obține relația

$$\underline{I}_{Ak} = \underline{I}_k. \tag{3.1}$$

Tensiunea la bornele consumatorului este

$$\underline{U}_{kO} = \underline{U}_{AO} - \underline{z}\,\underline{I}_{Ak}. \tag{3.2}$$

Puterea debitată de sursă va fi

$$\left.\begin{aligned} P_{AO} &= P_{kO} + r\,I_{Ak}^2; \\ Q_{AO} &= Q_{kO} + x\,I_{Ak}^2. \end{aligned}\right\} \tag{3.3}$$

În fig. 3.3 este redată diagrama fazorială a circuitului electric redat în fig. 3.2.

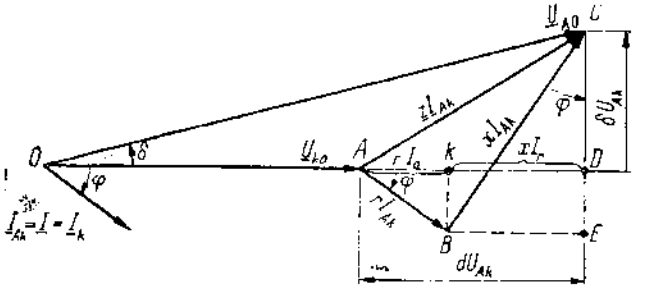


Fig. 3.3. Diagrama fazorială a căderilor de tensiune într-o linie elctrică trifazată.

Mărimile electrice reprezentate în diagramă sînt:

$\underline{U}_{AO} = U_{AO}\,|\underline{\delta}$ — este tensiunea între fază și nul la bornele sursei;

$\underline{U}_{kO} = U_{kO}\,|\underline{0}$ — tensiunea între fază și nul la bornele consumatorului;

$\underline{I}_{Ak} = I_{Ak}\,|\underline{-\varphi}$ — curentul de linie;

$\Delta\underline{U}_{AkO} = \underline{U}_{AO} - \underline{U}_{kO} = \underline{z}\,\underline{I}_{Ak}$ — căderea de tensiune fazorială (pe fază);

$d\,U_{AkO}$ — căderea de tensiune pe fază, longitudinală;

δU_{AkO} — căderea de tensiune pe fază, transversală.

În fig. 3.3 se arată felul în care se determină căderea de tensiune (pierderea de tensiune) pe o fază a liniei în funcție de tensiunea la sfîrșitul ei $\underline{U}_{kO}$ (vectorul $\overline{OA}$), curentul $\underline{I}_k$ și unghiul φ dintre vectorul tensiunii și al curentului.

Căderea de tensiune activă rI_a (vectorul $\overline{AB}$) coincide cu sensul vectorului curentului de sarcină $\underline{I}_k$.

Căderea de tensiune inductivă xI_r (vectorul $\overline{BC}$) are sensul vectorului curentului de sarcină.

Căderea de tensiune vectorială totală, adică diferența geometrică dintre tensiunile de la începutul liniei și de la sfîrșitul ei (vectorul $\overline{AC}$) determină tensiunea $\underline{U}_{AO}$ de la începutul liniei (vectorul $\overline{OC}$).

Expresiile căderilor de tensiune longitudinală $\mathrm{d}U_{AkO}$ și transversală δU_{AkO} sînt

$$\mathrm{d}U_{AkO} = \overline{AE} + \overline{kD} = rI_{Ak}\cos\varphi + xI_{Ak}\sin\varphi = rI_a + xI_r; \qquad (3.4)$$

$$\delta U_{AkO} = \overline{CD} = xI_{Ak}\cos\varphi - rI_{Ak}\sin\varphi = xI_a - rI_r. \qquad (3.5)$$

Tensiunea la sursă se determină cu relația

$$\underline{U}_{AO} = \sqrt{[\underline{U}_{kO} + rI_{Ak}\cos\varphi + xI_{Ak}\sin\varphi]^2 + [xI_{Ak}\cos\varphi - rI_{Ak}\sin\varphi]^2}. \qquad (3.6)$$

Căderea de tensiune, adică diferența algebrică dintre tensiunea la începutul și sfîrșitul liniei, pe o fază, va fi

$$\Delta\underline{U}_{AkO} = |\underline{U}_{AO}| - |\underline{U}_{kO}| = \sqrt{(\underline{U}_{kO} + \mathrm{d}U_{AkO})^2 + (\delta U_{AkO})^2} - |\underline{U}_{kO}|. \qquad (3.7)$$

Deoarece $\delta U_{AkO} \ll \underline{U}_{kO} + \mathrm{d}U_{AkO}$, relația (3.7) se poate dezvolta în serie, după formula binomului lui Newton și se obține

$$\Delta\underline{U}_{AkO} \approx \mathrm{d}U_{AkO} + \frac{1}{2}\frac{(\delta U_{AkO})^2}{\underline{U}_{kO} + \mathrm{d}U_{AkO}} - \frac{1}{8}\frac{(\delta U_{AkO})^4}{(\underline{U}_{kO} + \mathrm{d}U_{AkO})^3}. \qquad (3.8)$$

Pentru rețele de medie și joasă tensiune se pot reține cu suficientă aproximație numai primii doi termeni din relația (3.8). În plus, căderea de tensiune longitudinală $\mathrm{d}U_{AkO}$ este numai cîteva procente din tensiunea U_{AO}, și ca atare se poate neglija și acest termen, obținîndu-se

$$\Delta\underline{U}_{AkO} \approx \mathrm{d}U_{AkO} + \frac{1}{2}\frac{(\delta U_{AkO})^2}{\underline{U}_{kO}} \approx \mathrm{d}U_{AkO} + \frac{1}{2}\frac{(\delta U_{AkO})^2}{\underline{U}_{nO}}, \qquad (3.9)$$

unde $\underline{U}_{nO} = \dfrac{\underline{U}_n}{\sqrt{3}}$ este tensiunea nominală între faze împărțită cu $\sqrt{3}$.

Pentru rețele de joasă tensiune se poate folosi cu siuficientă aproximație relația

$$\Delta\underline{U}_{AkO} \approx \mathrm{d}U_{AkO}. \qquad (3.10)$$

Dacă în relațiile (3.4) și (3.5) se înlocuiesc curenții activi și reactivi în funcție de puteri, $I_a = \frac{P_k}{\underline{U}_{kO}}$ și $I_r = \frac{Q_k}{\underline{U}_{kO}}$, aceste relații capătă valorile

$$\mathrm{d}U_{AkO} = \frac{rP_k + x\,Q_k}{\underline{U}_{kO}} \approx \frac{rP_k + x\,Q_k}{\underline{U}_{nO}}; \tag{3.11a}$$

$$\delta U_{AkO} = \frac{xP_k - r\,Q_k}{\underline{U}_{kO}} \approx \frac{xP_k - r\,Q_k}{\underline{U}_{nO}}. \tag{3.11b}$$

În cazul în care $\mathrm{d}U_{Ak}$ și δU_{Ak} se exprimă în funcție de puterile totale transportate pe linie P și Q, întrucît $I_a = \frac{P}{\sqrt{3}\underline{U}_k}$ și $I_r = \frac{P}{\sqrt{3}\underline{U}_k}$, relațiile (3.11a) și (3.11b) capătă valorile

$$\mathrm{d}U_{Ak} = \frac{rP + x\,Q}{\underline{U}_k} \approx \frac{rP + x\,Q}{\underline{U}_n}; \tag{3.12a}$$

$$\delta U_{Ak} = \frac{xP - r\,Q}{\underline{U}_k} \approx \frac{xP - r\,Q}{\underline{U}_n}. \tag{3.12b}$$

Între căderea de tensiune fazorială $\Delta\underline{U}_{AkO} = z\,\underline{I}_{Ak}$, căderea de tensiune longitudinală $\mathrm{d}U_{AkO}$ și cea transversală δU_{AkO} există relația

$$\Delta\underline{U}_{AkO} = \mathrm{d}U_{AkO} + \mathrm{j}\delta U_{AkO}. \tag{3.13}$$

De observat că între căderea de tensiune ΔU_{AkO}, între fază și nul și căderea de tensiune între faze ΔU_{Ak}, în cazul unei linii electrice trifazate, există relația

$$\Delta\underline{U}_{Ak} = \sqrt{3}\,\Delta\underline{U}_{AkO},$$

în care $\Delta\underline{U}_{Ak} = |\underline{U}_A| - |\underline{U}_k|$; $\underline{U}_A$ și $\underline{U}_k$ fiind tensiunile între faze din nodul A și respectiv k.

Linie cu n consumatori concentrați. Se consideră o linie electrică trifazată radială, care alimentează n consumatori concentrați (fig. 3.4).

Căderea de tensiune fazorială este

$$\Delta\underline{U}_{AnO} = \sum_{k=1}^{n} \underline{z}_k\,\underline{I}_k, \tag{3.14}$$

unde: $\underline{z}_k$ sînt impedanțele pe fază ale tronsoanelor corespunzătoare de linie, de lungimea l_k; $\underline{I}_k$ — curenții de linie.

În baza teoremei I-a a lui Kirchhoff, scrisă pentru fiecare nod k, curenții de linie $\underline{I}_k$ ($k = 1, 2, \ldots, n$) pot fi exprimați în funcție de curenții nodali $\underline{i}_k$($k = 1, 2, \ldots, n$) ai consumatorilor.

$$\left.\begin{aligned} \underline{I}_n &= \underline{i}_n \quad ; \\ \underline{I}_{n-1} &= \underline{i}_n + \underline{i}_{n-1} ; \\ &\vdots \\ \underline{I}_1 &= \sum_{k=1}^{n} \underline{i}_k \quad . \end{aligned}\right\} \tag{3.15}$$

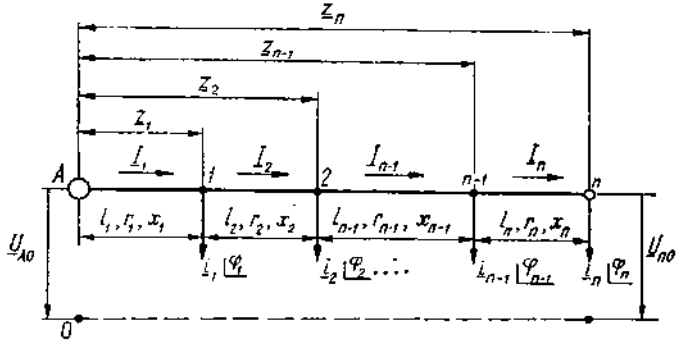


Fig. 3.4. Schema electrică principială a unei linii electrice radiale, alimentînd n consumatori concentrați.

Căderea de tensiune fazorială $\Delta\underline{U}_{An0}$ scrisă în funcție de curenții nodali ai consumatorilor devine

$$\Delta\underline{U}_{An0} = \sum_{k=1}^{n} \underline{Z}_k \underline{i}_k, \tag{3.16a}$$

în care :

$$\underline{Z}_k = \sum_{j=1}^{k} \underline{z}_j = \sum_{j=1}^{k} (r_j + \mathrm{j}x_j). \tag{3.16b}$$

Produsul $\underline{Z}_k \underline{i}_k$ poate fi asemănat cu momentul unei sarcini în raport cu capătul A al liniei.

$$\Delta\underline{U}_{An} = \sqrt{3} \sum_{k=1}^{n} (I_k r_k \cos\varphi_k + I_k x_k \sin\varphi_k) = \sqrt{3} \sum_{k=1}^{n} (I_{ak}\, r_k + I_{rk}\, x_k) =$$

$$= \sqrt{3} \sum_{k=1}^{n} (I_{ak} r_0 + I_{rk} x_0)\, l_k. \tag{3.17}$$

Căderea de tensiune, în procente la sută, pentru rețelele electrice cu sarcinile exprimate în putere, se determină cu relația

$$\Delta U_{[\%]} = \frac{100\, PL\, (r \cos\varphi + x \sin\varphi)}{U_n^2 \cos\varphi}, \tag{3.18}$$

sau

$$\Delta U_{[\%]} = \frac{100\rho\, PL}{s\, U_n^2}\left(1 + \frac{x}{\rho} s \operatorname{tg}\varphi\right). \tag{3.19a}$$

În relația (3.19a) termenul $100\rho PL/sU_n^2$ reprezintă valoarea căderii de tensiune în cazul neglijării reactanței.

Termenul $\left(1 + \frac{x}{\rho} s \operatorname{tg}\varphi\right) = K_x$ reprezintă un coeficient care ține seama de căderile de tensiune datărită reactanței inductive. *Coeficientul de reactanță* K_x se poate defini ca raportul între căderea totală de tensiune și căderea de tensiune datorită rezistenței ohmice.

Formula (3.19a) se mai poate scrie:

$$\Delta U_{[\%]} = \frac{100\rho\, PL}{s\, U_n^2} K_x. \tag{3.19b}$$

sau

$$PLK_x = \frac{s\, U_n^2\, \Delta U_{[\%]}}{100\rho}. \tag{3.19c}$$

Produsul PLK_x reprezintă momentul sarcinii electrice.

În relațiile de mai sus, s-au notat:

P — puterea activă, în kW;
L — lungimea redusă a rețelei, în m;
s — secțiunea conductorului, în mm²;
U_n — tensiunea nominală între faze a rețelei, în kV;
$\Delta U_{[\%]}$ — căderea de tensiune, în %;
ρ — rezistivitatea conductorului, în Ω mm²/m;
r — rezistența ohmică, în Ω/km;
x — reactanța inductivă a rețelei, în Ω/km;
$\cos\varphi$ — factorul de putere mediu al rețelei.

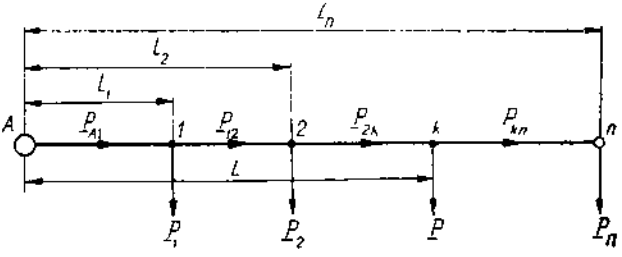


Fig. 3.5. Determinarea lungimii reduse L a unei rețele electrice cu sarcini concentrate și secțiuni constante.

Pentru determinarea lungimii reduse L a unei rețele, se aplică teoreme analoage din mecanică, conform cărora suma momentelor forțelor în raport

cu un punct oarecare este egală cu momentul rezultantei în raport cu același punct (fig. 3.5). Forțele în acest caz devin sarcini electrice.

$$P_1 L_1 + P_2 L_2 + \ldots + P_n L_n = PL, \tag{3.20}$$

unde $P = \sum_{k=1}^{n} P_k$ este sarcina totală, în kW.

Lungimea redusă a rețelei este dată de relația

$$L = \frac{\sum_{k=1}^{n} P_k L_k}{P}. \tag{3.21}$$

Pentru rețelele electrice avînd numai sarcini active lungimea de rețea l_1 și secțiunea s_1 se poate înlocui din punct de vedere al căderilor de tensiune cu o rețea de lungime l_2 de secțiune s_2, cu relația $l_2 = l_1 s_2/s_1$ (fig. 3.6).

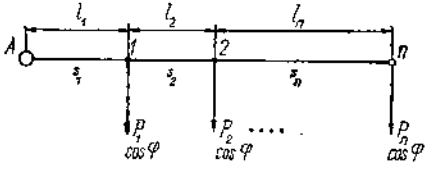


Fig. 3.6. Rețea electrică cu sarcini concentrate, secțiuni variabile, factorul de putere al tuturor sarcinilor constant (cosφ).

Linie cu sarcini distribuite. În multe cazuri, în rețelele electrice de distribuție consumatorii racordați la o linie electrică sînt foarte numeroși și amplasați la distanțe relativ reduse. În aceste situații se poate considera că sarcinile electrice sînt distribuite de-a lungul liniei.

Astfel, se poate introduce noțiunea de *densitate de sarcină specifică pe unitatea de lungime de linie*, exprimată în amperi pe metru, sau wați pe metru. Densitatea de sarcină este o funcție de distanța x măsurată în raport cu capătul A al liniei (fig. 3.7).

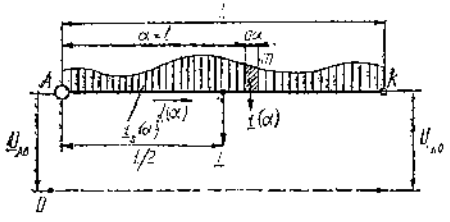


Fig. 3.7. Schema electrică principială a unei linii electrice radiale cu sarcini distribuite.

Curentul $i(\alpha)$ absorbit într-un punct m al liniei este

$$\underline{i}(\alpha) = \underline{i}_s(\alpha)\,\mathrm{d}\alpha. \tag{3.22}$$

Pentru determinarea căderii de tensiune fazoriale pe linie se aplică relația (3.16a), obținîndu-se

$$\Delta\underline{U}_{AKO} = \int_{\alpha=l}^{L} \underline{Z}(\alpha)\ \underline{i}_s(\alpha)\,\mathrm{d}\alpha. \tag{3.23}$$

Curentul de linie $\underline{I}(\alpha)$ într-o secțiune a conductorului situată la o distanță l de capătul A este

$$\underline{I}(l) = \int_{\alpha=l}^{L} \underline{i}_s(\alpha)\,\mathrm{d}\alpha. \tag{3.24}$$

În cazul în care densitatea de sarcină este constantă ($\underline{i}_s = \text{const.}$) ecuația (3.23) devine

$$\Delta\underline{U}_{AKO} = \underline{z}_0\underline{i}_s\int_{\alpha=0}^{L} \alpha\,\mathrm{d}\alpha = \underline{z}_0\,\underline{i}_s\frac{L^2}{2} = \frac{\underline{Z}\ \underline{i}_s}{2}, \tag{3.25}$$

în care: $\underline{Z} = \underline{z}_0\,L\ (\Omega)$, — $\underline{z}_0$ fiind parametrii lineici distribuiți, în ohmi pe kilometru ($\underline{z}_0 = r_0 + jx_0$);

$$\underline{i} = \underline{i}_s\,L \qquad [A].$$

În acest caz, căderea de tensiune este egală cu cea care ar fi produsă de o sarcină electrică concentrată $\underline{i} = \underline{i}_s L$ amplasată în mijlocul liniei.

Curentul de linie $\underline{I}(l)$ este dat de relația

$$\underline{I}\,(l) = \underline{i}_s\int_{l}^{L} \mathrm{d}\alpha = i_s(L - l).$$

Se presupune că sarcini uniform distribuite se găsesc numai pe o porțiune a liniei (fig. 3.8) și că se cunoaște puterea cerută $p(\alpha)$ pe unitatea de lungime a liniei. Atunci puterea care revine pentru un element de lungime $\mathrm{d}\alpha$ va fi $p(\alpha)\mathrm{d}\alpha$. Această putere aplicată la distanța α de la punctul de alimentare A, la o secțiune constantă a conductorului s în lungul întregii linii, va determina pierderea de tensiune egală cu

$$\Delta\underline{U}_{AmO} = \frac{[p(\alpha)\,\mathrm{d}\alpha]L}{\gamma\ s\ U_n}.$$

Căderea de tensiune pînă la punctul k al rețelei va fi

$$\Delta U_{AKO} = \int_{L_j}^{L} \frac{p(\alpha)L}{\gamma s U_n} \, d\alpha = \frac{p(\alpha)}{\gamma s U_n} \frac{L^2 - L_j^2}{2}. \qquad (3.26)$$

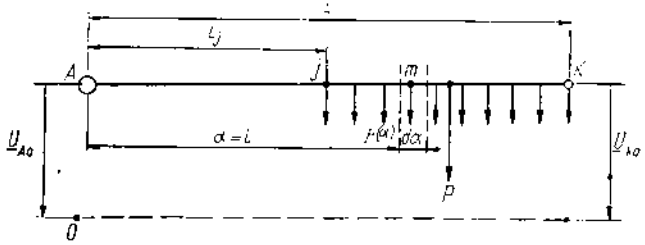


Fig. 3.8. Schema electrică principială a unei linii electrice radiale, cu sarcini uniform distribuite exprimate în kilowați pe metru.

Exprimînd sarcina întregii linii în funcție de $p(\alpha)$, L_j și L se obține

$$P = p(\alpha)(L - L_j),$$

și substituind valoarea lui $p(\alpha)$ în formula (3.26) se găsește

$$\Delta U_{AKO} = \frac{P}{\gamma s U_n} \left(L_j + \frac{L - L_j}{2} \right).$$

Linie cu încărcarea asimetrică a fazelor. Metodele de calcul ale rețelelor studiate mai sus porneau de la presupunerea egalității sarcinilor tuturor fazelor rețelei în fiecare punct al ei. În unele cazuri, calculul rețelelor trebuie să se facă ținînd seama de încărcarea asimetrică a fazelor. Ca exemplu de rețea cu încărcare asimetrică este rețeaua cu patru conductoare de curent alternativ trifazic, în care lămpile pentru iluminat, aparatele electrocasnice etc., se conectează între conductorii de fază și de nul. În aceste rețele nu poate să existe o distribuire uniformă a sarcinilor între diferite faze, conducînd la asimetria sarcinilor.

Calculul rețelelor cu sarcini asimetrice îl vom limita numai la cazul sarcinilor pur active. Motivarea acestei limitări constă în faptul că asimetria sarcinilor este creată în special de becurile de iluminat și aparatele electrocasnice care reprezintă sarcini active.

O rețea trifazată cu conductor neutru și cu sarcini monofazate nesimetrice este redată în fig. 3.9.

Se folosesc notațiile:

i_R, i_S, i_T — sînt curenții absorbiți de receptoarele monofazate legate, respectiv între fazele R, S, T și conductorul neutru;

I_R, I_S, I_T — curenții totali pe fazele R, S, T în porțiunea considerată;

$\Delta U_{RO}, \Delta U_{SO}, \Delta U_{TO}$ — pierderile de tensiune în circuitul format de o fază (R, S, sau T) și conductorul neutru (O);

$r_{R_1}, r_{R_2}, l_{R_1}, l_{R_2}, s_{R_1}, s_{R_2}$ — rezistențele, respectiv lungimile și secțiunile diferitelor tronsoane (1,2,3,...) ale fazei R; la fel pentru fazele S și T și pentru conductorul neutru (r_{O1}, l_{O1}, s_{O1}...).

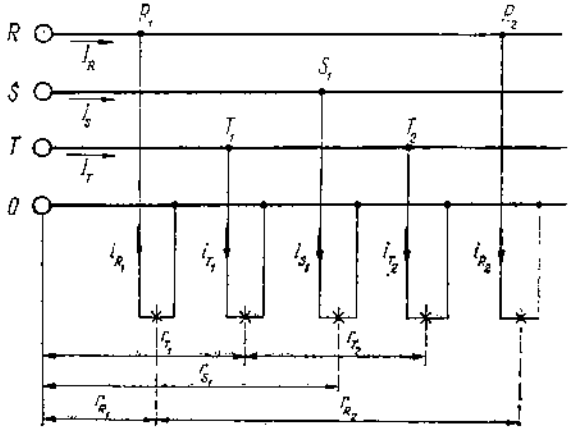


Fig. 3.9. Linie electrică trifazată cu conductor neutru și cu sarcini monofazate nesimetrice.

Se consideră numai cazul sarcinilor neinductive ($\cos\varphi = 1$).

Căderile de tensiune pe fiecare fază în parte (în circuitele formate dintr-o fază și neutru) sînt

$$\Delta U_{RO} = \sum I_R r_R + \sum r_0 \left(I_R - \frac{I_S + I_T}{2} \right) = \sum \frac{I_R l_R}{\gamma s_R} +$$

$$+ \sum \frac{l_0}{\gamma s_0} \left(I_R - \frac{I_S + I_T}{2} \right);$$

Similar se pot scrie și valorile ΔU_{SO} și ΔU_{TO}.

Curenții pe faze sînt:

$$I_{R_1} = i_{R1}, I_{R2} = i_{R1} + i_{R2} \text{ etc.}$$

$$\sum I_R r_R = I_{R_1} r_{R_1} + I_{R_2} r_{R_2} + \ldots$$

Diagrama vectorială a rețelei cu patru conductoare și cu fazele neegal încărcate este dată în fig. 3.10.

Diagrama vectorială din fig. 3.10 reprezintă aceste relații presupunînd că tensiunile de fază ale sursei de alimentare nu depind de puterea receptoarelor racordate la rețea, iar $r_R = r_S = r_T = r$.

Pe această diagramă:

$U_n^R = \overline{OR}$, $U_n^S = \overline{OS}$ și $U_n^T = \overline{OT}$ sînt tensiunile de fază ale sursei de alimentare;

$\Delta U_{RO} = I_R r = \overline{Ra}$; $\Delta U_{SO} = I_S r = \overline{Sb}$ și $\Delta U_{TO} = I_T r = \overline{Tc}$ sînt căderile de tensiune în conductorii de fază. Ele concordă în direcție cu vectorii $U_R^k = \overline{O_1 a}$; $U_S^k = \overline{O_1 b}$ și $U_T^k = \overline{O_1 c}$, care reprezintă tensiunile de fază la receptorii de energie;

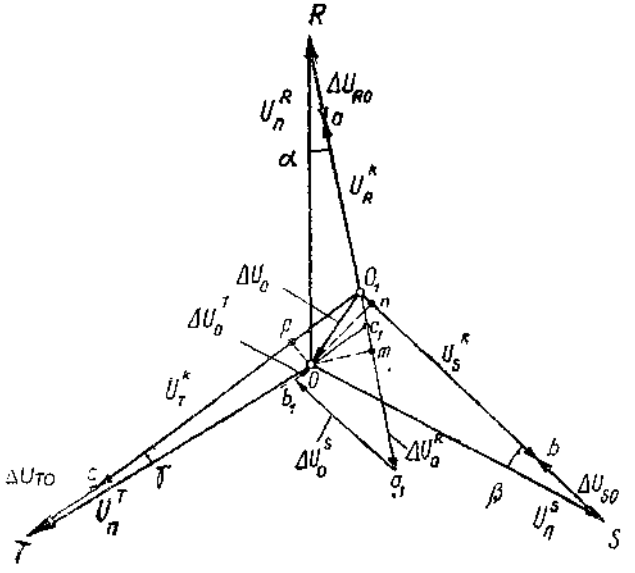


Fig. 3.10. Diagrama vectorială a rețelei cu patru conductoare și cu fazele neegal încărcate.

$\Delta U_O = \overline{OO_1}$ reprezintă căderea de tensiune în firul neutru și are expresia

$$\Delta U_O = I_0 r_0 = (I_R + I_S + I_T) r_0.$$

Notînd valorile parțiale ale pierderilor de tensiune în firul neutru provocate de sarcinile celor trei faze prin

$$\Delta U_O^R = I_R r_0, \quad \Delta U_O^S = I_S r_0 \quad \text{și} \quad \Delta U_O^T = I_T r_0 \quad \text{se obține}$$

$$\Delta U_O = \Delta U_O^R + \Delta U_O^S + \Delta U_O^T.$$

Coborînd perpendicularele $\overline{Om}$, $\overline{On}$, $\overline{Op}$ pe direcțiile tensiunilor de fază la sfîrșitul liniei se obține

$$\overline{mR} = \overline{OR}\cos\alpha; \quad \overline{nS} = \overline{OS}\cos\beta \quad \text{și} \quad \overline{pT} = \overline{OT}\cos\gamma.$$

Deoarece unghiurile α, β, γ sînt mici se poate considera că

$$\overline{mR} = U_n^R \; ; \; \overline{nS} = U_n^S, \; \overline{pT} = U_n^T.$$

Pierderea totală de tensiune (în conductorii de fază și de nul) va fi în faza R:

$$\mathbf{D}U_R = U_n^R - U_R^k = \overline{mR} - \overline{O_1 a} = \overline{Ra} + \overline{O_1 m}. \qquad (3.27)$$

Se exprimă segmentul $\overline{O_1 m}$ prin pierderile parțiale de tensiune în firul neutru (fig. 3.10). Deoarece $\sphericalangle O_1\, a_1\, b_1$ și $\sphericalangle b_1\, c_1\, a_1$ sînt apropiate de 60°:

$$\overline{O_1 m} = \Delta U_0^R - \frac{1}{2}\Delta U_0^S - \frac{1}{2}\Delta U_0^T.$$

Înlocuind această valoare $\overline{O_1 m}$ în formula (3.27) și ținînd seama că $\overline{Ra} = \Delta U_{RO}$, se obține

$$\mathbf{D}U_R = \Delta U_{RO} + \Delta U_0^R - \frac{1}{2}\Delta U_0^S - \frac{1}{2}\Delta U_0^T. \qquad (3.28)$$

Analog se exprimă și pentru celelalte două faze $\mathbf{D}U_S$ și $\mathbf{D}U_T$.

Descompunînd membrii din partea dreaptă a ecuațiilor (3.28) se poate scrie

$$\mathbf{D}U_R = I_R\,(r + r_0) - \frac{r_0}{2}\,(I_S + I_T),$$

Analog pentru $\mathbf{D}U_S$ și $\mathbf{D}U_T$.

Substituind valorile I_R, I_S, I_T prin puterile P_R, P_S, P_T pe fiecare fază, iar rezistențele r și r_0 prin secțiuni și lungimi, se obține

$$\mathbf{D}U_R = \frac{P_R L}{\gamma U_{fn}}\left(\frac{1}{s} + \frac{1}{s_0}\right) - \frac{L}{2\gamma s_0 U_{fn}}\,(P_S + P_T). \qquad (3.29)$$

Similar se pot scrie și valorile $\mathbf{D}U_S$ și $\mathbf{D}U_T$.

Pierderea de tensiune în faza R, poate fi determinată ca sumă a pierderilor parțiale de tensiune în diferite porțiuni ale rețelei. Dacă se notează cu p_k^R, p_k^S și p_k^T puterile absorbite de consumatorul k de pe fazele R, S și T, ecuația (3.29) se poate scrie

$$\mathbf{D}U_R = \frac{\sum_{k=1}^{n} p_k^R\, l_k}{\gamma\, U_{fn}}\left(\frac{1}{s_0} + \frac{1}{s}\right) - \frac{1}{2\gamma s_0 U_{fn}}\left(\sum_{k=1}^{n} p_k^S\, l_k + \sum_{k=1}^{n} p_k^T\, l_k\right), \qquad (3.30)$$

unde:

$$\sum_{k=1}^{n} p_k^R\, l_k,\ \sum_{k=1}^{n} p_k^S\, l_k \ \text{ și } \sum_{k=1}^{n} p_k^T\, l_k$$

sînt momentele tuturor sarcinilor conectate la fazele R, S și T, iar U_{fn} este tensiunea nominală pe fază a rețelei și egală cu $U_n/\sqrt{3}$.

Similar se pot scrie pierderile de tensiune de pe fazele S și T.

Ramificația bifazată de la o linie cu patru conductoare se întîlnește în cazul rețelelor aeriene arborescente. Diagrama vectorială care corespunde acestui caz este dată în fig. 3.11.

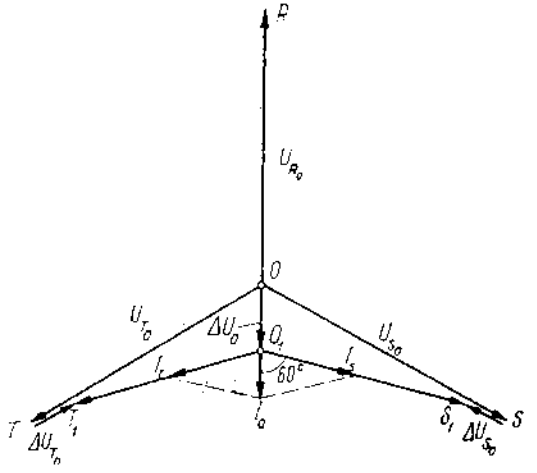


Fig. 3.11. Diagrama vectorlală a unei ramificații bifazate de la o linie cu patru conductoare.

Din diagramă rezultă

$\overline{OR} = \overline{OS} = \overline{OT} = U_{RO} = U_{TO}$ sînt tensiunile de fază, de la începutul ramificației.

Tensiunile de la receptori sînt reprezentate prin vectorii $\overline{O_1S_1}$ și $\overline{O_1T_1}$.

Pierderea de tensiune în conductorul fazei S și conductorul neutru (cît și în conductorul fazei T și în cel neutru) se poate afla cu relația

$$\mathbf{D}U_{SO} = \frac{\sum Il}{\gamma s} + \frac{1}{\gamma s_0} \sum I_0 \, l \cos 60^\circ = \frac{\sum Il}{\gamma s} + \frac{1}{2} \frac{\sum Il}{\gamma s_0}.$$

Se exprimă curentul I prin puterea unei faze a ramificației ($P_f = P/2$) și presupunînd $s_0 = s$ atunci pierderea de tensiune, în volți, este

$$\Delta U_{SO} = \frac{1{,}5 \sum P_f l}{U_{nf} \gamma s} = \frac{1{,}5 \sqrt{3} \sum Pl}{2 U_n \gamma s} = \frac{0{,}75 \sqrt{3}}{\gamma s U_n} \sum Pl;$$

$$\Delta U_{SO}\,(\%) = \frac{\sqrt{3}\,\Delta U_{SO}}{U_n} 100.$$

Ramificația monofazată de la rețeaua cu patru conductoare, în care caz, conductorul de fază și conductorul neutru au aceeași secțiune, deoarece curentul din ramificație este egal atît pentru conductorul de fază cît și pentru cel neutru.

Pierderea de tensiune în conductorul de dus și întors, exprimată în volți, este

$$\Delta U_{fo} = \frac{2}{\gamma s}\sum I\ l = \frac{2\sqrt{3}}{\gamma s U_n}\sum P l,$$

sau în procente

$$\Delta U_{fo}\,(\%) = \frac{\sqrt{3}\,\Delta U_{fo}}{U_n}\,100.$$

Deoarece rețeaua poate să se compună dintr-o rețea cu patru conductoare cu ramificații monofazate sau bifazate, pentru determinarea pierderii de tensiune de la punctul de alimentare pînă la consumatorul cel mai îndepărtat este necesar să se adune pierderile de tensiune din faze din fiecare sector, după felul sistemului de racord. Adunarea pierderilor de tensiune exprimate în procente nu necesită calcule suplimentare.

Linie cu ramificații. Pierderile de tensiune în rețelele cu ramificații (arborescente) se găsesc prin adunarea pierderilor de tensiune

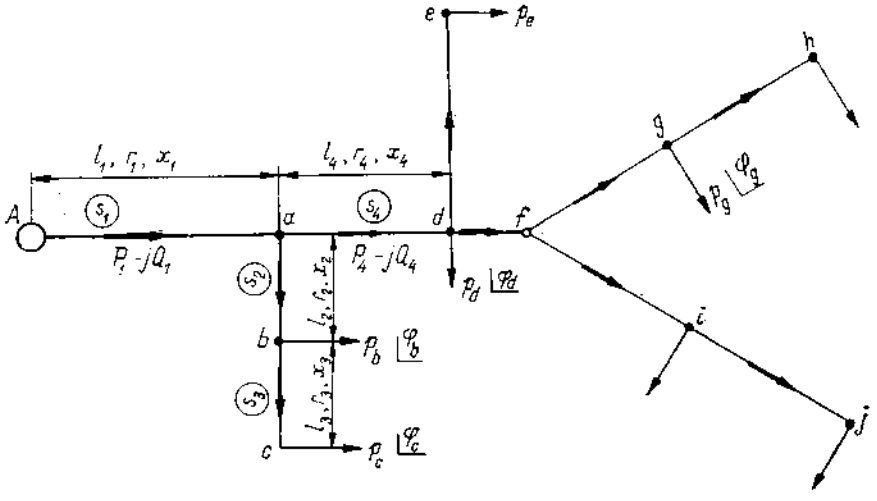


Fig. 3.12. Linie electrică de distribuție radială cu ramificații.

din diferitele porțiuni ale rețelei. Se arată cum se găsesc pierderile de tensiune pînă la punctele a și d ale rețelei din fig. 3.12.

Pierderea de tensiune pînă în punctul a este determinată de puterea în porțiunea A — a:

$$P_1 - j\,Q_1 = \sum_{k=1}^{n}(p_k - j\,q_k) = \sum_{k=1}^{n} p_k - j\sum_{k=1}^{n} q_k$$

și egală cu

$$\Delta U_a = \frac{P_1 r_1 + Q_1 x_1}{U_n} = \frac{r_1 \sum_{k=1}^{n} p_k + x_1 \sum_{k=1}^{n} q_k}{U_n}.$$

Pierderea de tensiune pînă în punctul d este egală cu suma pierderilor de tensiune pe porțiunea $A - a$ și $a - d$ și este

$$\Delta U_d = \frac{P_1 r_1 + Q_1 x_1}{U_n} + \frac{P_4 r_4 + Q_4 x_4}{U_n} = \frac{r_1 \sum_{k=1}^{n} p_k + r_4 \sum_{k=4}^{n} p_k}{U_n} +$$

$$+ \frac{x_1 \sum_{k=1}^{n} q_k + x_4 \sum_{k=4}^{n} q_k}{U_n}.$$

Pentru determinarea pierderilor de tensiune în rețelele cu ramificații pot fi obținute formule analoage, luînd sarcinile exprimate prin curenți.

3.1.2. DIMENSIONAREA LINIILOR ELECTRICE RADIALE

Relațiile stabilite în paragraful precedent privind pierderile de tensiune servesc pentru calcule de verificare și nu pentru calcule de dimensionare.

Pentru liniile electrice de distribuție o problemă care se pune la proiectare este aceea a alegerii secțiunii conductoarelor ținînd seama de încărcarea acestora în regim normal de funcționare și de următoarele criterii tehnice și economice:

— criteriul încălzirii admisibile;
— criteriul pierderii de tensiune;
— criteriul economic.

Prin secțiune tehnică s_{teh} se înțelege secțiunea conductorului obținută prin calcul, cu respectarea restricțiilor tehnice de dimensionare (încălzire, stabilitate termică la scurtcircuit, pierderea de tensiune, rezistență mecanică etc.), prevăzute de prescripțiile și normativele în vigoare.

Prin secțiune economică s_{ec} se înțelege secțiunea conductorului pentru care se realizează un regim de funcționare optim economic, corespunzător unor cheltuieli totale actualizate minime pentru linia respectivă, într-o perioadă de funcționare dată.

Secțiunea tehnică a conductoarelor active ale liniilor electrice aeriene LEA de 1—110 kV și liniilor electrice în cablu LEC de 1—20 kV inclusiv, din instalațiile electrice de distribuție în curent alternativ trifazat, determinată pe baza criteriului încălzirii admisibile și a pierderii de tensiune,

trebuie verificată din punctul de vedere al condițiilor economice de funcționare.

Verificarea condițiilor economice de funcționare ale acestor instalații se va face prin determinarea secțiunii economice a conductoarelor și cablurilor conform normativelor în vigoare (Prescripția PE 135/81 a Ministerului Energiei Electrice).

Secțiunea care se va adopta în final, trebuie să fie cea mai mare din valorile rezultate pentru secțiunea tehnică și secțiunea economică.

$$s = \text{Max}\ (s_{teh}, s_{ec}).$$

Se exceptează de la verificarea condițiilor de funcționare economică următoarele instalații:

— rețelele întreprinderilor industriale și ale șantierelor de construcții cu tensiunea sub 1 kV care au un număr de ore de utilizare a sarcinii maxime pînă la 3 000 h anual;

— rețelele de iluminat ale întreprinderilor industriale, clădirilor de locuit sau publice, verificate la pierderea de tensiune;

— derivațiile scurte pentru alimentarea unor receptoare pînă la 1 kV;

— barele stațiilor de orice tensiune;

— conductoarele care alimentează rezistențe, reostate de pornire etc.;

— rețelele provizorii cu durată mică de serviciu (maximum 3 ani).

3.1.2.1. Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza încălzirii admisibile

Alegerea secțiunii conductoarelor după criteriul încălzirii admisibile presupune ca determinarea să se facă astfel încît în regim normal de funcționare să nu se depășească temperatura limită a acestora stabilită de norme. În acest scop este necesar ca intensitatea curentului de exploatare I_{ex} să fie întotdeauna mai mică sau cel mult egală cu intensitatea curentului maxim admisibil normat I_{ad}^{N} adică

$$I_{ex} \leqslant I_{ad}^{N}. \tag{3.31}$$

Intensitatea curentului de exploatare în cazul circuitelor care alimentează motoare electrice trifazate, se calculează cu relația

$$I_{ex} = \frac{k}{\eta} \frac{P_n}{\sqrt{3}\, U_n \cos\varphi_n} 10^3, \tag{3.32}$$

în care: k este coeficientul de încărcare și reprezintă raportul dintre puterea necesară utilajului de lucru (strung, freză etc.) acționat de un motor electric și puterea nominală a acestuia;

η — randamentul motorului electric;

P_n — puterea nominală a motorului electric de acționare, în kW;
$\cos\varphi_n$ — factorul de putere nominal al motorului electric.

În cazul conductoarelor liniilor principale sau a racordurilor dintre tablourile electrice cînd în exploatare se află mai mulți consumatori sau motoare electrice instalate după siguranța fuzibilă, curentul total de exploatare I_{ex}^T se calculează cu relația

$$I_{ex}^T = K_S \sum_{k=1}^{N} I_{ex_k}, \tag{3.33}$$

în care: K_S este coeficientul de simultaneitate în funcționarea consumatorilor;

N — numărul de consumatori alimentați din același circuit.

La stabilirea curentului total maxim mai trebuie să se țină seama și de intensitatea curenților de pornire ai motoarelor electrice care depind de tipul acestora. Calculul acestui curent se face cu ajutorul relației

$$I_{max} = K_S \sum_{k=1}^{N-1} I_k + I_{porn},$$

în care: $\sum_{k=1}^{N-1} I_k$ este suma curenților maximi de exploatare ai tuturor consumatorilor, cu excepția motorului cu cel mai mare curent de pornire;

I_{porn} — curentul de pornire al motorului electric.

Pentru motoarele asincrone cu rotorul în scurtcircuit:

$I_{porn} = (5 \ldots 7)\, I_n$, iar pentru cele cu inele colectoare, pornite prin reostat,

$I_{porn} = (2 \ldots 2{,}5) I_n$.

Pentru alegerea secțiunii conductoarelor acestor circuite după criteriul încălzirii admisibile se ține seama atît de relația (3.31) cît și de condiția (3.34), alegîndu-se secțiunea cea mai mare care rezultă.

$$I_{ad}^N \geqslant \xi\, I_f. \tag{3.34}$$

unde I_f este intensitatea curentului suportat de fuzibilul de protecție al circuitului, iar ξ este un coeficient care depinde de destinația rețelei și de modul de execuție a acesteia și ale cărei valori sînt indicate în tabelul 3.1.

Fuzibilul siguranței nu trebuie să se topească la trecerea curentului maxim de exploatare din conductor, ceea ce impune ca

$$I_f > I_{ex}^T.$$

Pentru conductoare care alimentează sarcini variabile, la racordarea cărora apar curenți de pornire cu intensități ce depășesc pe cea a curenților nominali, este necesar ca

$$I_f \geqslant \frac{I_{max}}{\varepsilon},$$

Tabelul 3.1

Valorile coeficientului ξ pentru diferite rețele electrice

Nr. crt.	Destinația rețelei	Coeficientul
1	Rețele de forță și lumină cu conductoare în tuburi sau pe suporți izolanți	1,25
2	Idem, în cablu	1,00
3	Rețele de forță cu linii principale în tuburi	0,66
4	Rețele de forță cu linii principale și derivații la consumatori pe suporți izolanți	0,85
5	Rețele de forță cu linii principale în cablu	0,66
6	Rețele de forță cu regim de funcționare intermitent	0,5
7	Rețele de iluminat	1,00
8	Rețele aeriene ce trec prin zone cu pericol de explozie	1,25
9	Rețele în cablu ce trec prin zone cu pericol de explozie	1,00

în care ε este un coeficient care depinde de caracteristicile motoarelor asincrone conectate în circuitul respectiv, avînd valorile :

$\varepsilon = 2{,}5$ — pentru motoare cu condiții normale de pornire ;

$\varepsilon = 1{,}6-2$ — pentru motoare cu condiții grele de pornire.

3.1.2.2. Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza pierderilor de tensiune

Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza pierderilor de tensiune se face respectînd condiția ca pierderea reală de tensiune să fie mai mică sau cel mult egală cu cea admisibilă, adică

$$\Delta U \leqslant \Delta U_{ad} .$$

Abaterea procentuală admisibilă a tensiunii de serviciu (tensiunea între faze a unei rețele electrice într-un anumit punct și la un moment dat), față de tensiunea nominală de utilizare, la sarcina maximă pentru care s-a dimensionat rețeaua electrică este limitată în funcție de tipul rețelei și al consumatorului alimentat și normată conform STAS 930/1975 (*Rețele electrice. Tensiuni nominale și abateri admisibile*).

Pentru rețelele electrice de distribuție de joasă tensiune, abaterea procentuală admisibilă la tensiune de la sursă la ultimul consumator este cuprinsă între 5 și 7 %, în regim normal de funcționare.

În cazul clădirilor de locuit, pierderile de tensiune în rețeaua de joasă tensiune se consideră de la postul de transformare la firida de branșament a ultimului consumator.

Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza pierderilor de tensiune se face în una din următoarele ipoteze de calcul:

— ipoteza secțiunii constante a conductoarelor în toate tronsoanele liniei calculate;

— ipoteza densității de curent constante în toate tronsoanele liniei calculate;

— ipoteza minimului de material, care cere ca volumul de material conductor introdus la construcția liniei să fie minim.

Ipoteza secțiunii constante. În cazul unei linii electrice scurte care alimentează N consumatori de puteri relativ mici, în scopul simplificării construcției liniei se poate admite o secțiune unică pe întreg traseul liniei.

Pentru determinarea secțiunii liniei trebuie să se stabilească în prealabil pierderea de tensiune ce se admite de la sursă la ultimul consumator.

Secțiunea conductorului activ se obține pentru un consumator k conform relației (3.4) scrisă sub forma

$$\mathrm{d}U_{AkO} = \sum_{k=1}^{N} r_k I_{ak} + \sum_{k=1}^{N} x_k I_{rk}. \tag{3.35a}$$

Având în vedere, că, pentru o linie electrică valoarea reactanței liniei variază foarte puțin cu secțiunea conductorului [fiind funcție logaritmică în raport cu raza conductorului considerat și se calculează, considerînd o anumită reactanță specifică medie, care în cazul rețelelor aeriene de joasă tensiune se consideră ca fiind x_0 (0,35 ... 0,38) Ω/km], relația (3.35a) se poate scrie

$$\sum_{k=1}^{N} r_k I_{ak} = \frac{u_{[\%]}}{100} U_{nO} - \sum_{k=1}^{N} x_k I_{rk}. \tag{3.35b}$$

Se face notația

$$u_{ac[\%]} = u_{ad[\%]} - \frac{100}{U_{nO}} \sum_{k=1}^{N} x_k I_{rk}. \tag{3.35c}$$

unde: $u_{ad[\%]}$ este căderea de tensiune admisibilă, în procente;

$u_{ac[\%]}$ — căderea de tensiune procentuală admisibilă, produsă de circulația curenților activi prin rezistențele ohmice ale liniei, în procente la sută.

Relația (3.35b) capătă forma

$$\sum_{k=1}^{N} r_k I_{ak} = \frac{u_{ac[\%]}}{100} U_{nO} = \Delta U_{ac}, \tag{3.36a}$$

sau forma

$$\Delta U_{ac} = \Delta U_{ad} - \Delta U_r,$$

unde : ΔU_{ad} este pierderea de tensiune admisibilă ;

ΔU_r —partea reactivă a componentei logitudinale a căderii de tensiune şi are expresia $\Delta U_r = \sum_{k=1}^{N} x_k I_{rk}$.

Relaţia (3.36a) reprezintă una din cele n ecuaţii necesare şi suficiente rezolvării problemei, deoarece celelalte $n - 1$ ecuaţii se obţin, punîndu-se condiţia ca secţiunile $s_1, s_2, \ldots, s_n$ corespunzătoare celor n tronsoane ale liniei, să fie egale între ele, respectiv $s_1 = s_2 = \ldots = s_n = s$.

Considerîndu-se conductorul liniei format din acelaşi material, expresia rezistenţei r_k este

$$r_k = \frac{\rho}{s} l_k. \tag{3.37}$$

Înlocuindu-se relaţia (3.37) în relaţia (3.36a) se obţine secţiunea s a conductorului activ a unei linii electrice trifazate.

$$s = \frac{\sqrt{3}\ \rho}{\Delta U_{ac}} \sum_{k=1}^{N} I_{ax} l_k = \frac{\sqrt{3}\,\rho}{\Delta U_{ac}} \sum_{k=1}^{N} i_{ak} L_k \ [\text{mm}^2], \tag{3.38}$$

cînd sarcinile sînt exprimate în curenţi ;

$$s = \frac{\rho}{\Delta U_{ac} U_n} \sum_{k=1}^{N} P_k l_k = \frac{\rho}{\Delta U_{ac} U_a} \sum_{k=1}^{N} p_k L_k [\text{mm}^2], \tag{3.39}$$

cînd sarcinile sînt exprimate în puteri.

În relaţiile (3.38) şi (3.39) s-a notat cu : l_k — distanţa între două noduri succesive j şi k, în m ; L_k — distanţa de la sursă la nodul k, în m.

În cazul unei linii electrice monofazate, pentru care $\Delta U_{ac} = 2 \frac{u_{ac[\%]}}{100} U_{n0}$, secţiunea conductorului este dată de relaţia

$$s = \frac{2\ \rho}{\Delta U_{ac}} \sum_{k=1}^{N} i_{ak} L_k \ [\text{mm}^2].$$

Pentru determinarea secţiunilor într-o reţea arborescentă se procedează în felul următor : se reduc derivaţiile din fiecare nod la o singură derivaţie echivalentă, a cărei lungime se determină cu ajutorul legii

momentelor, din relația

$$\lambda_c = \frac{\sum_{k=1}^{N} p_k L_k}{\sum_{k=1}^{N} p_k}.$$

În final, se va obține o rețea electrică fără derivații, a cărei secțiune se calculează cu ajutorul relațiilor (3.38) și (3.39). Se alege apoi o secțiune standardizată, pentru care se determină pierderea de tensiune ΔU_{ac} pînă în nodul cu derivații. În acest fel se poate afla pierderea de tensiune admisibilă disponibilă pe derivații și secțiunile acestora.

Ipoteza densității de curent constante. În această ipoteză de calcul pentru determinarea secțiunii conductoarelor se pleacă de la relația (3.36 a) exprimată în funcție de intensitățile curenților activi din linie I_{ak} și de rezistențele r_k, corespunzătoare tronsoanelor de linie între două noduri consecutive.

Curentul activ din linie I_{ak} se poate scrie în funcție de densitatea specifică de sarcină δ_k, de secțiune s_k a conductorului și de defazajul φ_k al curentului din linie $\underline{I}_k$, în raport cu fazorul $\underline{U}_0$ ales drept referință și este dat de relația

$$I_{ak} = \delta_k s_k \cos\varphi_k. \tag{3.40}$$

Introducîndu-se expresia (3.40) în (3.36) iar rezistența r_k prin $\frac{\rho_k l_k}{s_k}$, se obține

$$\sum_{k=1}^{N} r_k I_{ak} = \sum_{k=1}^{N} \frac{\rho_k l_k I_{ak}}{s_k} = \sum_{k=1}^{N} \rho_k l_k \delta_k \cos\varphi_k. \tag{3.41a}$$

Se face ipoteza că întregul conductor este realizat din același material avînd rezistivitatea ρ, atunci relația (3.41a) devine

$$\rho \sum_{k=1}^{N} l_k \delta_k \cos\varphi_k = \Delta U_{ac} = \frac{u_{ac[\%]}}{100} = U_{n0}. \tag{3.41b}$$

Dar, conform ipotezei densității de curent constante, avem relațiile

$$\delta_1 = \delta_2 = \ldots \delta_n = \delta$$

De unde se obține

$$\frac{1}{\delta} = \frac{\rho \sum_{k=1}^{N} l_k \cos\varphi_k}{\Delta U_{ac}}.$$

Pentru un tronson oarecare k al liniei, $\delta_k = \frac{I_k}{s_k} = \delta$ și deci

$$s_k = \frac{\sqrt{3}\,\rho\,I_k}{\Delta U_{ac}} \sum_{i=1}^{N} l_i \cos\varphi_i = \frac{\rho P_k}{\Delta U_{ac} U_n \cos\varphi_k} \sum_{i=1}^{N} l_i \cos\varphi_i, \qquad (3.42a)$$

unde: l_i este lungimea tronsoanelor, în m;
$\cos\varphi_i$ — factorul de putere al curenților sau puterilor din tronsoane.

Relația (3.42a) se mai poate scrie

$$s_k = \frac{\sqrt{3}\,\rho I_k \cos\varphi_k}{\Delta U_{ac}} \sum_{i=1}^{N} \frac{l_i \cos\varphi_i}{\cos\varphi_k}. \qquad (3.42b)$$

Dacă se face aproximația că factorii de putere din tronsoane $\cos\varphi_i$ au valori apropiate, se poate scrie relația

$$\sum_{i=1}^{N} \frac{l_i \cos\varphi_i}{\cos\varphi_k} \approx \sum_{i=1}^{N} l_i = L, \qquad (3.42c)$$

în care L este lungimea totală a liniei, în m.

În acest caz, secțiunea conductoarelor se poate scrie:

— p e n t r u o l i n i e t r i f a z a t ă

$$s_k^{(3)} = \frac{\sqrt{3}\,\rho\,I_{ak}\,L}{\Delta U_{ac}}; \qquad (3.42d)$$

— p e n t r u o l i n i e m o n o f a z a t ă

$$s_k^{(1)} = \frac{2\,\rho\,I_{ak}\,L}{\Delta U_{ac}}, \qquad (3.42e)$$

unde $I_{ak} = I_k \cos\varphi_k$ este curentul activ care circulă pe tronsonul k al liniei considerate, în amperi.

Ipoteza consumului minim de metal. Această ipoteză de calcul are un caracter tehnico-economic, deoarece în anumite situații, secțiunile conductoarelor liniilor electrice radiale se determină pentru obținerea unui consum minim de metal (cupru sau aluminiu). Pentru aceasta se consideră o linie de curent trifazic (fig. 3.13) care alimentează un număr de k consumatori. Se cere să se determine secțiunile conductoarelor $s_1, s_2, \ldots, s_k$, pe diferite porțiuni ale rețelei, la o pierdere de tensiune admisibilă ΔU_{AKO} și care să satisfacă condiția minimului de consum de metal. Se face aproximarea neglijării reactanțelor și fără a considera pierderile de putere de pe tronsoane.

Se egalează pierderea admisibilă de tensiune cu componenta longitudinală a căderii de tensiune. Considerînd $\Delta U_1, \Delta U_2, \ldots, \Delta U_k$, componentele longitudinale ale pierderilor de tensiune pe diferitele porțiuni ale

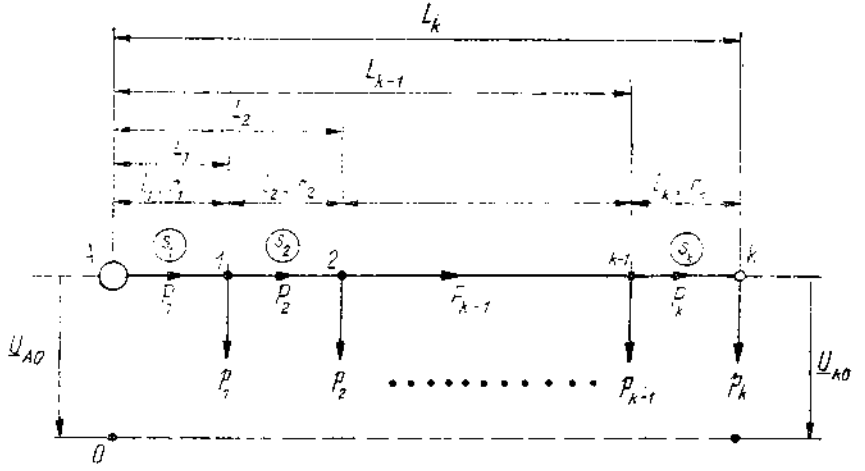


Fig. 3.13. Schema electrică de calcul pentru dimensionarea unei rețele electrice radiale.

liniei ca mărimi cunoscute, secțiunile nominale pe cele k porțiuni ale liniei vor fi

$$s_n = K_1 \sqrt{I_{an}} = K_2 \sqrt{P_n}, \tag{3.43}$$

unde: I_{an} sau P_n este curentul sau puterea activă de linie a tronsonului respectiv; K_1 și K_2 — doi coeficienți constanți, dimensionali, care trebuie determinați.

Pierderea de tensiune admisibilă pe fază pe linia $A-k$ produsă de circulația curenților sau puterilor active prin rezistențele ohmice ale liniei are valoarea

$$(\Delta U_{ac})_0 = \rho \sum_{j=1}^{k} \frac{l_j I_{aj}}{s_j} = \frac{\rho}{U_n} \sum_{j=1}^{k} \frac{l_j P_j}{s_j}. \tag{3.44a}$$

Volumul celor k conductori activi ai liniei corespunzînd secțiunilor $s_1, s_2, \ldots, s_k$, va fi

$$V = \sum_{j=1}^{k} l_j s_j. \tag{3.44b}$$

Funcția de material V are k necunoscute și anume secțiunile $s_j (j = 1, \ldots, k)$ ale conductoarelor, dar numai $k-1$ necunoscute independente, necunoscuta k fiind dependentă.

Prin introducerea multiplicatorului λ al lui Lagrange, din relaţiile (3.44a) şi (3.44b) se formează funcţia $F(s_1, s_2, \ldots, s_k, \lambda)$, în care se consideră toate necunoscutele s_j independente.

$$F(s_1, s_2, \ldots, s_k, \lambda) = \frac{\rho}{U_n} \sum_{j=1}^{k} \frac{l_j P_j}{s_j} + \lambda \sum_{j=1}^{k} l_j s_j. \tag{3.45}$$

Derivînd funcţia F în raport cu s_j şi egalînd-o cu zero $\frac{\partial F}{\partial s_j} = 0$, obţinem relaţiile

$$\frac{\partial F}{\partial s_j} = -\frac{\rho}{U_n} \frac{l_j}{s_j^2} P_j + \lambda l_j = 0, \qquad j \in [1; k]. \tag{3.46}$$

Din grupul de ecuaţii (3.46) rezultă că

$$\frac{s_1}{\sqrt{P_1}} = \frac{s_2}{\sqrt{P_2}} = \cdots = \frac{s_k}{\sqrt{P_k}} = K, \tag{3.47}$$

în care K este o constantă care se determină cu ajutorul relaţiilor (3.44a) şi (3.47) şi are valorile

$$K_1 = \frac{\sqrt{3}\,\rho}{\Delta U_{ac}} \sum_{j=1}^{k} l_j \sqrt{I_{aj}} \quad \text{şi} \quad K_2 = \frac{\rho}{U_n \Delta U_{ac}} \sum_{j=1}^{k} l_j \sqrt{P_j} \tag{3.48}$$

unde:

ρ este rezistivitatea materialului conductorului, în, $\Omega mm^2/m$;
ΔU_{ac} — pierderea de tensiune admisibilă, în V;
U_n — tensiunea nominală a reţelei, în V;
I_{aj}; P_j — curentul activ maxim în A, respectiv puterea activă maximă care circulă pe tronsonul de linie $j-1$, j, în W;
l_j — lungimea tronsonului $j-1$, j, în m.

Formulele de calcul pentru determinarea secţiunilor, într-un caz general, rezultă:

— p e n t r u o r e ţ e a t r i f a z a t ă

$$s_n^{(3)} = \frac{\sqrt{3}\,\rho \sqrt{I_{an}}}{\Delta U_{ac}} \sum_{k=1}^{n} l_k \sqrt{I_{ak}} = \frac{\rho \sqrt{P_n}}{U_n \Delta U_{ac}} \sum_{k=1}^{n} l_k \sqrt{P_k}\,; \tag{3.49a}$$

— p e n t r u o r e ţ e a m o n o f a z a t ă

$$s_n^{(1)} = \frac{2\rho \sqrt{I_{an}}}{\Delta U_{ac}} \sum_{k=1}^{n} l_k \sqrt{I_{ak}} = \frac{2\rho \sqrt{P_n}}{U_n \Delta U_{ac}} \sum_{k=1}^{n} l_k \sqrt{P_k}. \tag{3.49b}$$

Aplicarea ipotezei minimului de metal la rețelele arborescente se face analog celor indicate la ipoteza secțiunii constante, cu observația că lungimea echivalentă mai multor derivații corespunzătoare unui nod, se calculează cu relația

$$\lambda_e = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{n} l_k^2 I_{ak}}{\sum_{k=1}^{n} I_{ak}}} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{n} l_k^2 P_k}{\sum_{k=1}^{n} P_k}}.$$

Pentru determinarea secțiunilor într-o rețea arborescentă se mai poate calcula pierderea activă de tensiune pe ramura principală pînă la nodul cu derivații cu ajutorul relației

$$\Delta U_{ac}^{(o)} = \frac{\Delta U_{ac}}{1 + \sqrt{\frac{L_1 \sum\limits_{ram.1} i_{a_1 k} L_{1k} + L_2 \sum\limits_{ram.2} i_{a_2 k} L_{2k} + \ldots + L_n \sum\limits_{ram.n} i_{ank} L_{nk}}{L_0 \sum\limits_{ram.\ princ.} i_{a_0 k} L_{0k}}}} \tag{3.50}$$

în care : $L_n \sum\limits_{ram\ n} i_{ank} L_{nk}$ este produsul dintre lungimea totală L_n corespunzătoare derivației de ordinul n și suma momentelor sarcinilor active considerate în raport cu nodul ramificațiilor ;

$L_0 \sum\limits_{ram.\ princ.} i_{a_0 k} L_{0k}$ — produsul dintre lungimea totală a ramurei principale și suma momentelor sarcinilor active de pe această ramură, inclusiv al sarcinii totale corespunzătoare derivațiilor concentrate în nodul de ramificație.

După calculul pierderii de tensiune pe ramura principală se determină secțiunea pe această porțiune aplicînd relația (3.49).

Pentru o înțelegere mai ușoară a calculului secțiunii conductoarelor la rețelele electrice arborescente, prin aplicarea criteriului pierderii de tensiune și ipoteza minimului de metal, se consideră rețeaua reprezentată în fig. 3.14.

Mersul calculului este următorul :

— Se calculează pierderea de tensiune în reactanța rețelei pînă la consumatorul cel mai îndepărtat, produsă de circulația curenților reactivi. Se presupune că pierderea de tensiune este pe ramura *2* adică pe porțiunea $O-A-f$.

$$\Delta U_r^{(o-f)} = \sqrt{3}\, x_0 \sum_{i=1}^{n} i_i L_i \ [\mathrm{V}],$$

în care x_0 este reactanța specifică a liniei considerate, egală cu 0,35 — 0,38 Ω/km.

— Pierderea activă de tensiune nu trebuie să depășească valoarea $\Delta U_{ac} = \Delta U_{ad} - \Delta U_r^{(O-D)}$.

— Pierderea activă de tensiune în tronsonul OA se calculează cu relația (3.50) și se obține

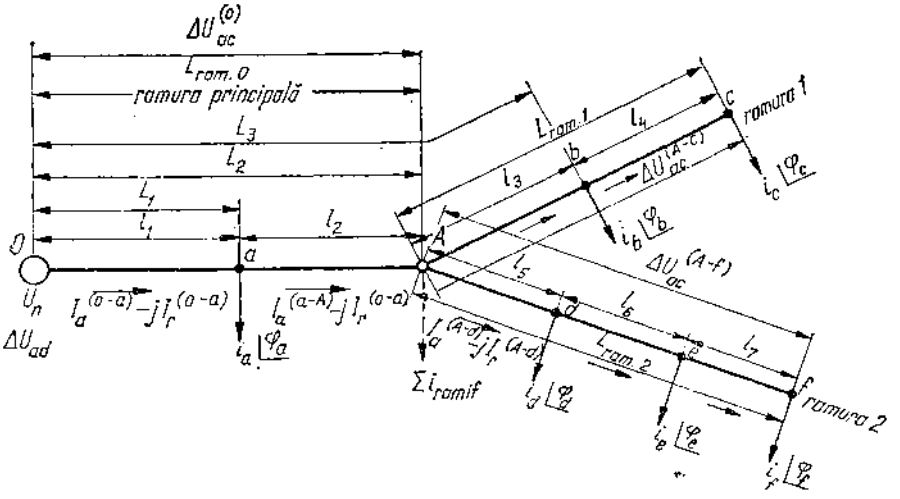


Fig. 3.14. Calculul secțiunii conductoarelor după criteriul pierderii de tensiune și ipoteza minimului de metal, la rețelele arborescente.

$$\Delta U_{ac}^{(OA)} = \frac{\Delta U_{ac}}{1 + \sqrt{\dfrac{L_{ram.1}[i_{ab}\, l_3 + i_{ac}(l_3+l_4)] + L_{ram.2}\,[i_{ad}\, l_5 + i_{ae}\,(l_5+l_6) + i_{af}\,(l_5+l_6+l_7)]}{L_{ram.0}\,[i_{aa}\, l_1 + \Sigma i_{ram}^{t}(l_1 + l_2)]}}}.$$

Rețeaua se reduce la tronsonul principal OA, considerînd sarcina activă din nodul A egală cu suma sarcinilor active din ramurile *1* și *2*.

— Secțiunea conductoarelor se calculează cu relațiile (3.43) și (3.48) obținîndu-se

$$K_1 = \frac{\sqrt{3}\ \rho(l_1\sqrt{I_a^{(O-a)}} + l_2\sqrt{I_a^{(a-A)}})}{\Delta U_{ac}^{(OA)}};$$

$$s_{Oa} = K_1\sqrt{I_a^{(O-a)}}\ \ [\text{mm}^2];$$

$$s_{aA} = K_1\sqrt{I_a^{(a-A)}}\ \ [\text{mm}^2].$$

Se alege secțiunea standardizată pentru fiecare tronson în parte sau dacă diferențele sînt mici se alege o aceeași secțiune pentru ambele tronsoane în care există pierderea activă de tensiune egală cu $\Delta U_{ac}^{(OA)}$.

— Pe derivațiile rețelei rezultă că pierderea de tensiune admisă nu trebuie să depășească valoarea

$$\Delta U_{ac}^{(A-c)} = \Delta U_{ac}^{(A-1)} = \Delta U_{ac} - \Delta U_{ac}^{(OA)}.$$

— Se aplică ipoteza minimului de metal și pentru ramurile *1* și *2* rezultînd secțiunile pe diferitele tronsoane ale liniei.

3.1.2.3. Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza criteriilor economice

Secțiunea economică s_{ec} este secțiunea conductorului pentru care se realizează un regim de funcționare optim economic, corespunzător unor cheltuieli totale minime pentru linia respetivă într-o perioadă de funcționare dată. Pentru alegerea acesteia se utilizează mai multe metode dintre care le vom menționa pe cele mai importante.

Metoda cheltuielilor totale actualizate minime. Această metodă ține seama de principiul reproducției lărgite. Potrivit ideii actualizării o unitate monetară M, existentă în prezent, valorează peste un an $M\ (1+a)$ lei, iar o unitate monetară din anul viitor valorează în prezent $M\dfrac{1}{(1+a)}$ lei.

Generalizînd se poate afirma că M lei existenți în prezent valorează $M\ (1+a)^t$ lei după t ani, iar M lei din anul t valorează în prezent $M(1+a)^{-t}$ lei. În aceste formule a reprezintă valoarea suplimentară care se realizează anual prin utilizarea în scopuri productive a unei unități monetare; aceasta poartă denumirea de *rată de actualizare*.

Rata de actualizare a reprezintă sporul de valoare pe care l-ar aduce o unitate monetară investită într-o activitate productivă datorită muncii sociale, pe timp de un an, exprimată în procente.

Metodologia de promovare a construirii de noi instalații energetice (linii electrice de transport și de distribuție de înaltă, medie și joasă tensiune) este aceea a programelor de dezvoltare a sistemului energetic național, optimizate prin compararea mai multor variante ținînd seama de cerințe și restricții.

Criteriul de comparare a variantelor respective este cel al *cheltuielilor totale actualizate* minime.

Pentru analiza tehnico-economică variantele comparate vor fi aduse la echivalență din punct de vedere al gradului de siguranță prin egalizarea coeficienților de fiabilitate.

Pe baza acestui procedeu, expresia cheltuielilor totale actualizate pentru o variantă k cînd se consideră ca an de referință anul începerii construcției obiectivului de investiții este dată de relația

$$A_k = \sum_{t=1}^{a} I_{k_t}(1+a)^{-t} + \sum_{t=a+1}^{n} C_{k_t}(1+a)^{-t} + \sum_{t=a+1}^{n} P_{k_t}(1+a)^{-t} - \sum_{t=a+1}^{n} W_{n_k}(1+a)^{-t}, \tag{3.51a}$$

în care : a — este rata de actualizare;

t — anul curent;

d — durata de execuție a lucrărilor, în ani;

n — durata de studiu (în general $n = 10$ ani);

D — durata de viață a obiectivului, în ani;

I_{k_t} — investiția efectivă și echivalentă (inclusiv cota parte din investițiile conexe și colaterale), eșalonate pe ani;

C_{k_t} — cheltuielile anuale și de producție (efective și echivalente) pentru anul t (în aceste cheltuieli nu se includ cheltuielile pentru amortizarea instalațiilor);

P_{k_t} — daunele anuale probabile (pentru anul t), datorate întreruperilor în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor;

W_{n_k} — valoarea reziduală a instalațiilor care vor fi dezafectate la sfîrșitul duratei sale de viață D. Se consideră ca valoare reziduală la o linie electrică aeriană conductoarele care se demontează fie la sfîrșitul vieții liniei, fie la schimbarea acestor conductoare cu alte conductoare de secțiuni mai mari. Dacă nu au loc demontări succesive de echipamente sau instalații $t = D$.

Dacă se consideră ca an de referință, respectiv an zero, anul punerii în funcțiune a instalației respective și nu se consideră termenul privind daunele probabile datorate nealimentării consumatorilor, atunci expresia cheltuielilor totale actualizate din relația (3.51a) devine

$$A_k = \sum_{t=1}^{d} I_{k_t}(1+a)^t + \sum_{t=1}^{n} I_{k_t}(1+a)^{-t} + \sum_{t=1}^{n} C_{k_t}(1+a)^{-t} - \sum_{t=1}^{D} W_{n_k}(1+a)^{-t}, \tag{3.51b}$$

unde : $\sum_{t=1}^{d} I_{k_t}(1+a)^t$ este suma investițiilor, eșalonată pe perioada de construcție, în lei;

d — durata construcției, de la data începerii pînă la punerea în funcțiune a instalației respective, în ani;

$\sum_{t=1}^{n} I_{k_t}(1+a)^{-t}$ — suma actualizată a tuturor investițiilor ce se fac în perioada de exploatare considerată, în lei.

În cazul rețelelor electrice de distribuție (înaltă, medie și joasă tensiune) care alimentează consumatori industriali va trebui să se țină seama și de factorul de daune anuale probabile P_{k_t} din relația (3.51a).

În relațiile (3.51a) și (3.51b), la valorile investițiilor se adaugă o cotă suplimentară denumită *investiție de imobilizare* I_{im}, datorită faptului că în perioada de construcție a instalației, fondurile sînt imobilizate nepro-

ducînd nici un fel de venit. Aceste investiții de imobilizare se calculează cu relația

$$I_{im} = a' \left\{ I_1 \left[d - \left(1 - \frac{1}{2} \right) \right] + I_2 \left[d - \left(2 - \frac{1}{2} \right) \right] + \ldots + \right.$$

$$\left. + I_n \left[d - \left(n' - \frac{1}{2} \right) \right] + I_{n+1} \frac{d - n'}{2} \right\},$$

în care: a' este — rata de imobilizare a fondurilor în perioada de construcție a obiectivului;
$I_1, I_2, \ldots, I_{n+1}$ — volumul investițiilor eșalonat anual, în lei;
d — durata de construcție a obiectivului, în ani;
n' — număr întreg de ani, imediat inferior lui d, în ani.

Valoarea reziduală a unei instalații după n ani de exploatare se poate determina procentual față de valoarea investițiilor efective în linie sau cu ajutorul relației

$$W_n = \frac{1}{(1+\alpha)^n} \left\{ V_T (1+\alpha)^T + \right.$$

$$\left. + \left[V_0 - V_T (1+\alpha)^T \frac{[(1+\alpha)(1+a)]^T - [(1+\alpha)(1+a)]^{T-\tau}}{[(1+\alpha)(1+a)]^T - 1} \right] \right\},$$

în care: W_n este valoarea reziduală a instalației, după n ani de la darea în exploatare a ei, în lei;
α — coeficient mediu anual de depreciere valorică a materialului și utilajului, ca urmare a progresului tehnic (în general se consideră 3—4%);
V_0 — valoarea instalației la momentul intrării în exploatare, în lei;
V_T — valoarea materialelor recuperabile după demontarea instalației, ca urmare a uzurii fizice, în lei;
T — perioada convențională considerată pentru durata de exploatare a instalației, în ani (25—30 ani);
τ — timpul rămas din durata totală de exploatare, după scurgerea a n ani de exploatare, în ani;
a — rata de actualizare.

Valorile reziduale ale instalațiilor se iau din instrucțiunea PE 135/75 a M.E.E. [45].

Metoda duratei de recuperare relativă actualizată. În unele cazuri izolate, în care prin aplicarea criteriului cheltuielilor totale actualizate nu se obțin rezultate concludente sau suficient de departajate, sau în cazul unor studii preliminare, se va apela la criteriul *durata de recuperare relativă actualizată.*

Indicatorul durata de recuperare relativă actualizată constituie un criteriu suplimentar și se aplică în cazurile comparării două cîte două a unor variante care prezintă particularitatea

$$I_2 > I_1 \text{ și } C_2 < C_1,$$

unde: I_1 și I_2 sînt investițiile totale ale celor două variante 1 și 2;
C_1 și C_2 — cheltuielile anuale totale, fără amortizări, ale celor două variante.

În acest caz trebuie să se determine timpul T_r, după care investiția suplimentară $I_2 - I_1$ se recuperează prin reducerea cheltuielilor anuale de producție,

$$T_r = \frac{I_2 - I_1}{C_1 - C_2} \text{ [ani]}.$$

Cu cît T_r are o valoare mai mică, cu atît este mai mare eficiența unei investiții suplimentare.

Valoarea lui T_r pînă la care rentează să se efectueze surplusuri de investiții este normată în corelație cu alte sectoare ale economiei. La noi în țară, termenul normat de recuperare a investițiilor în energetică T_r^N este de 10 ani.

Dacă există mai multe variante, selectarea prin metoda comparării se face ordonîndu-le după valorile crescătoare ale investițiilor și descrescătoare ale cheltuielilor anuale de exploatare

$$I_1 < I_2 < \ldots < I_n \text{ și } C_1 > C_2 > \ldots > C_n,$$

și se compară două cîte două prin excludere

$$T_r^{(21)} = \frac{I_2 - I_1}{C_1 - C_2}.$$

Dacă $T_r^{(21)} < T_r^N$ varianta 2 este mai avantajoasă ca 1 și se compară în continuare cu varianta 3, determinîndu-se

$$T_r^{(32)} = \frac{I_3 - I_2}{C_2 - C_3} \text{ etc.}$$

Metoda fiind destul de laborioasă se utilizează, de regulă, în fazele preliminare la care nu este necesar un grad mare de adîncire a problemelor.

Metoda cheltuielilor anuale de calcul. În această metodă se compară mai multe variante echivalente din punct de vedere tehnic, alegînd varianta cea mai avantajoasă din punctul de vedere economic.

În cazul cînd investițiile nu sînt eșalonate, cheltuielile anuale de calcul se determină cu relația

$$Z_c = \varepsilon^N \, I + C \text{ sau } Z_c = \frac{1}{T_r^N} I + C, \tag{3.52}$$

în care: ε^N este coeficientul normat de eficiență economică a investiției $\varepsilon^N = \frac{1}{T_r^N}$ (pentru investiții în energetică $\varepsilon^N = 0{,}1$);

I — valoarea investiției din varianta respectivă, în lei;

C — cheltuielile anuale de exploatare, în lei.

Varianta optimă este aceea pentru care Z_c are valoarea minimă.

Cheltuielile de exploatare se compun, în cazul rețelelor electrice, din termenii

$$C = C_{ex} + \beta \, \Delta W, \tag{3.53}$$

în care: C_{ex} sînt cheltuielile anuale de exploatare exclusiv pierderile și amortismentele și se calculează pe baza unor indicatori sub forma de procente din totalul investițiilor (fondurilor fixe) $C_{ex} = c_e I$. În componența lui C_{ex} intră toate cheltuielile de exploatare, întreținere, reparații curente și capitale, cheltuielile generale, atît cele cu personalul cît și cele materiale;

ΔW — reprezintă cheltuielile generate de pierderile de energie electrică din rețea. Aceste cheltuieli se determină din energia pierdută ΔW, în kWh/an și costul energiei electrice de pierderi β, în lei/kWh.

Metoda cheltuielilor anuale de calcul a avut și are o largă răspîndire pentru aprecierea variantelor. Metoda permite și compararea unor variante care nu sînt identice din punct de vedere al siguranței în funcționare sau al calității energiei electrice livrate consumatorilor. În acest caz pentru compararea variantelor, cheltuielile anuale de calcul se pot scrie sub forma cea mai generală

$$Z_c = \varepsilon^N \, I + C + P + CT, \tag{3.54}$$

în care: P sînt daunele anuale cauzate de întreruperile în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor;

CT este un termen care ține seama de efectele economice ale abaterilor indicilor de calitate ai tensiunii de la valorile nominale, în fiecare variantă analizată.

Aplicarea relației de calcul (3.54) este dificilă din cauză că nu se dispune de date statistice suficient de exacte pentru determinarea daunelor P și al coeficientului CT.

Pentru simplificare se recomandă determinarea cheltuielilor totale pe perioada de recuperare normată definite cu relația

$$Z_{tot} = I + \sum_{i=1}^{T_r^N} C_i, \tag{3.55}$$

în care: I este investiția totală, în lei; C_i — cheltuielile de exploatare corespunzătoare fiecărui an, în lei; T_r^N — termenul normat de recuperare a investițiilor ($T_r^N = 10$ ani).

În metoda cheltuielilor anuale de calcul sau a cheltuielilor totale nu se specifică dacă investițiile se fac integral la începutul dării în funcțiune a obiectivului sau investițiile se realizează pe etape; nu se face deci o raportare a investițiilor la un an de referință, ceea ce reprezintă principalul inconvenient al acestei metode.

Datorită acestui inconvenient metoda care se recomandă este metoda cheltuielilor totale actualizate.

Metoda densității economice. Această metodă se aplică la calculul secțiunilor conductoarelor active ale liniilor electrice aeriene LEA de 1—110 kV și liniilor electrice în cablu LEC de 1—20 kV inclusiv, din instalațiile de distribuție a energiei electrice în curent alternativ trifazat, atît la proiectarea noilor instalații, precum și la modernizarea celor existente.

Pentru determinarea secțiunii conductoarelor unei linii electrice pe baza densității economice de curent, se pleacă de la formula cheltuielilor totale actualizate scrisă în funcție de secțiunea conductoarelor active ale liniei, astfel

$$A = \sum_{t=1}^{n} [I_t(1 + a)^{-t} + C_t(1 + a)^{-t}] - \sum_{n=1}^{D} W_n(1 + a)^{-n}.$$

Cheltuielile totale A sînt o funcție de secțiunea s a conductoarelor active ale liniei

$$A = f(s). \tag{3.56}$$

Pentru o anumită valoare a secțiunii s, denumită secțiunea economică s_{ec}, cheltuielile totale aferente liniei într-un număr n de ani vor fi minime.

Valoarea secțiunii economice se deduce din relația $\frac{\partial A}{\partial s} = 0$.

Componentele cheltuielilor totale se intervin în relația (3.51) în funcție de secțiunea s, sînt:

a. Investițiile totale care se vor considera în calcule se compun din investiții efective în linia respectivă și investiții de echivalare. În cazul rețelelor electrice de distribuție se poate considera, în general, că investiția efectivă I_t se realizează într-un singur an.

În acest caz vom avea

$$I_1 = I_L + \sum_{i=1}^{n} I_{ei} \text{ [lei]}, \tag{3.57}$$

în care: I_L este investiția efectivă în linie și exprimată în lei;

I_{ei} — reprezintă cheltuielile de echivalare de putere și care se vor cuprinde în componenta de investiții. Investițiile de echivalare se consideră și ele realizate de regulă

într-un singur an, și anume în anul punerii în funcțiune a obiectivului. În cazul rețelelor electrice I_e va cuprinde costul pierderilor de putere la vîrful de sarcină al sistemului, în lei;

n — perioada de analiză considerată, iar cînd nu există alte precizări, se va lua egală cu 10 ani.

În numeroase țări se consideră că investițiile pentru liniile electrice trifazate pot fi exprimate cu suficientă exactitate în funcție de secțiunea s a conductoarelor active ale liniei și de lungimea L a ei, prin relații liniare de forma

$$I_L = f_{1L}(s) = (A_0 + K\ s)L,$$

unde: A_0 este componenta investiției în linie, independentă de secțiunea conductoarelor active și se exprimă în lei/km; K — panta de creștere a prețului unui kilometru de linie în funcție de secțiunea s a conductoarelor, în lei/km·mm²; L — lungimea liniei, în km.

Investiția de echivalare I_e reprezintă investiția suplimentară necesară instalării în centralele sistemului a unei puteri care să acopere pierderile de putere activă în linia electrică în decursul celor n ani.

Determinarea investiției de echivalare I_e, în cazul considerării dinamicii sarcinii, se face în felul următor:

Se exprimă sarcina din anul i în funcție de sarcina maximă pentru care se calculează linia I_{max}.

$$I_i = \alpha_i I_{max}.$$

Pierderea de putere în anul 1 pentru un sistem trifazat este

$$\Delta P_1 = 3RI^2_{max}\alpha_1^2.$$

Pentru anul i va exista o diferență de pierderi față de anul precedent

$$\Delta P_i = 3RI^2_{max}(\alpha_i^2 - \alpha_{i-1}^2).$$

Puterea care trebuie instalată în sistem pentru acoperirea pierderilor de putere în perioada celor n ani va fi:

$$P_e = \Delta P_1 + \sum_{i=2}^{n} \Delta P_i = 3RI^2_{max}10^{-3} \sum_{i=1}^{n}(\alpha_i^2 - \alpha_{i-1}^2),$$

unde $\alpha_0 = 0$.

Fie γ costul kilowattului instalat în centrala electrică de echivalare de bază. În acest caz investiția de echivalare actualizată pentru linia electrică considerată va fi

$$I_e = 3RI^2_{max}\ \gamma\ 10^{-3} \sum_{i=1}^{n}(\alpha_i^2 - \alpha_{i-1}^2)\ (1+a)^{-i}. \qquad (3.58)$$

Dacă se notează cu

$$\alpha_A = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (\alpha_i^2 - \alpha_{i-1}^2)\ (1+a)^{-i}}, \tag{3.59}$$

unde s-a considerat $\alpha_0 = 0$ coeficientul de actualizare a investițiilor necesare instalării unor surse suplimentare în sistem pentru acoperirea pierderilor de putere în linie și dacă se explicitează secțiunea s, relația (3.58) devine

$$I_e = \frac{3\rho}{s} I_{max}^2 \gamma\ \alpha_A^2 10^{-3}\ [\text{lei/km}].$$

b. Cheltuielile anuale de exploatare în anul i aferente unei linii electrice se compun din cheltuielile care nu depind de consumurile tehnologice C_L și din cheltuielile de echivalare ale pierderilor de energie în linie C_W

$$C_{ex} = C_L + C_W.$$

Cheltuielile independente de secțiunea conductoarelor C_L cuprind cheltuielile necesare pentru exploatarea liniei (materiale de întreținere, revizii și reparații curente, retribuția personalului de deservire și administrare etc.).

În conformitate cu prescripțiile în vigoare cotele de amortizare nu se includ în cheltuielile anuale de exploatare, în cazul utilizării criteriului cheltuielilor totale actualizate [7].

În cazul general, cheltuielile independente de secțiunea conductoarelor C_L se exprimă procentual față de investițiile efective în linie, astfel

$$C_L = c_{ex}\ I_L,$$

unde c_{ex} este cota de cheltuieli anuale, procentuală, din valoarea de investiții.

Cheltuielile C_L sînt slab dependente de mărimea secțiunilor conductoarelor, valoarea lor este condiționată în special de tipul constructiv al liniilor, de lungimea tronsoanelor și de productivitatea muncii personalului de exploatare. Cu o eroare suficient de mică se poate deci considera cheltuielile C_L ca fiind independente de secțiunea conductoarelor.

Cheltuielile de echivalare ale pierderilor de energie în linie C_W se consideră ca cheltuieli de exploatare echivalente cu costul energiei electrice produsă în centrala electrică de echivalare de bază. Centrala de echivalare se consideră ca unitate de producție a consumurilor tehnologice din rețele. În acest sens este luată în considerare o centrală termoelectrică cu parametri economici de 4 × 330 MW, care funcționează cu combustibil marginal, respectiv păcură din import.

Pierderile de energie în anul i de exploatare a liniei au expresia

$$\Delta W_i = 3R\ I^2_{m_i}\ \tau_i\ 10^{-3}\ \text{[kWh/km.an]}, \tag{3.60a}$$

în care: I_{m_i} este sarcina maximă a liniei în anul i;
τ_i — durata echivalentă a pierderilor maxime corespunzătoare curentului I_{m_i} din anul i, în h şi care se determină cu relaţia

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_{P\,max}}{10\,000}\right)^2 8760\ \text{[h]}, \tag{3.60b}$$

în care $T_{P\,max}$ reprezintă durata de utilizare a puterii active maxime.

Exprimînd sarcina din anul i în funcţie de sarcina maximă de calcul I_{max} a liniei se obţine

$$\Delta W_i = 3R\alpha_i^2 I^2_{max}\tau_i\ 10^{-3}\ \text{[kWh/km.an]}. \tag{3.61}$$

Dacă se notează cu β costul unitar al energiei produse la barele centralei electrice de echivalare de bază, exprimat în lei pe kilowattoră şi cu δ valoarea unui coeficient care ţine seama de costul energiei electrice la diferite nivele de tensiune din sistem, costul unui kilowattoră de energie pierdută este $c_{cpt} = \beta\delta$. Valoarea energiei pierdute într-o linie electrică în anul i va fi

$$C_{Wi} = 3R\ \alpha_i^2\ I^2_{max}\ \tau_i\ \beta\ \delta\ 10^{-3}\ \text{[lei/km.an]}, \tag{3.62}$$

iar valoarea totală pentru perioada de analiză de n ani, actualizată la anul începerii investiţiei

$$C_{Wi} = 3R\ I^2_{max}\ \beta\ \delta\ 10^{-3} \sum_{i=1}^{n} \alpha_i^2\tau_i\ (1+a)^{-t}\quad \text{[lei/km]}. \tag{3.63}$$

c. Valoarea reziduală a liniei în anul n reprezintă valoarea actualizată şi se determină procentual faţă de valoarea investiţiilor efective în linie

$$W_n = w_n\ (A_0 + K\ s)\ \text{[lei]},$$

în care w_n reprezintă cota valorii reziduale, procentuală la valoarea de investiţii.

Valoarea reziduală ar putea fi neglijată deoarece mărimea relativă neactualizată a acestui termen este obişnuit considerată de ordinul a 10%. Ca urmare, valoarea reziduală actualizată la momentul punerii în funcţiune, dacă s-ar considera un timp de funcţionare de 30 ani, ar ajunge să reprezinte doar 1% din mărimea efortului iniţial de investiţii.

Determinarea secțiunii economice a conductoarelor liniilor electrice. Cheltuielile totale actualizate se pot exprima prin însumarea termenilor privind valoarea investițiilor, a cheltuielilor anuale de exploatare și a valorii reziduale, obținîndu-se

$$A = f(s) = (A_0 + K\ s)\ L + 3R\ I^2_{max}\ \gamma\ \alpha^2_A 10^{-3} +$$

$$+ C_L + 3RI^2_{max}\ \beta\ \gamma\ 10^{-3} \sum_{i=1}^{n} \alpha_i^2 \tau_i\ (1+a)^{-i} - w_n(A_0 + K\ s)\ (1+a)^{-n}\ L. \quad (3.64)$$

Exprimînd valoarea cheltuielilor totale actualizate în funcție de secțiune, grupînd termenii și calculînd prima derivată, se obține

$$\frac{\partial A}{\partial s} = KL - KLw_n\ (1+a)^{-n} - \frac{3\rho L}{s^2}\ I^2_{max} 10^{-3}\left[\ \alpha^2_A\ \gamma + c_{cpt} \sum_{i=1}^{n} \alpha_i^2 \tau_i (1+a)^{-i}\right] = \quad (3.65)$$

$$= \left\{K\left[1 - w_n\ (1+a)^{-n}\right] - \frac{3\rho}{s^2} I^2_{max} 10^{-3}\left[\ \alpha^2_A\ \gamma + c_{cpt} \sum_{i=1}^{n}\ \alpha_i^2 \tau_i\ (1+a)^{-i}\ \right]\right\} L.$$

Rezultă deci că optimul economic este independent de lungimea L a traseului liniei.

Indicatorul folosit pentru caracterizarea acestui optim este *densitatea economică de curent* care se deduce direct din relația (3.65):

$$j_{ec} = \frac{I_{max}}{s} = \sqrt{\frac{K\ [1 - w_n\ (1+a)^{-n}]\ 10^3}{3\rho\left[\ \alpha^2_A\ \gamma + c_{cpt} \sum_{i=1}^{n} \alpha_i^2 \tau (1+a)^{-i}\right]}}\ [\text{A/mm}^2]. \quad (3.66)$$

Dacă se consideră τ_i constant în decursul intervalului și egal cu τ, rata de actualizare $a = 0{,}08$ și $w_n = 69{,}84\,\%$ (valoarea luată din PE 135/75 pentru 30 ani de funcționare și $n = 10$ ani), se obține pentru densitatea economică de curent relația

$$j_{ec} = \sqrt{\frac{101\ K}{3\rho\left[\frac{\alpha^2_A\ \gamma}{6{,}71} + c_{cpt}\ \alpha^2_B \tau\right]}}\ [\text{A/mm}^2], \quad (3.67)$$

în care α^2_B are expresia

$$\alpha^2_B = \frac{\sum_{i=1}^{n} \alpha_i^2 (1+a)^{-i}}{\sum_{i=1}^{n} (1+a)^{-i}}.$$

În cazul general, cu o suficient de bună aproximație (eroare de sub 2% pentru valoarea expresiei lui j_{ec}) se pot face următoarele înlocuiri, luînd în considerare dinamica sarcinii în perioada de 10 ani

$$\alpha_A = \alpha_B = \alpha = \sqrt{\frac{1}{10}\sum_{i=1}^{10}\alpha_i^2},$$

obținîndu-se

$$j_{ec} = \frac{\alpha I_{max}}{s_{ec}} = \sqrt{\frac{101\ K}{3\rho\left(\frac{\gamma_{ac}}{6{,}71} + c_{cpt}\ \tau\right)}}, \tag{3.68}$$

în care: I_{max} este *sarcina echivalentă de calcul* constantă și fictivă care are aceleași efecte economice în linie într-o perioadă determinată ca și sarcina reală, variabilă în timp;

γ_{ac} — investiția specifică actualizată a unui kilowatt instalat în centrala electrică de echivalare de bază, în lei/kW.

În practica dimensionării poate fi adeseori mai comod de folosit indicatorul pe care îl vom numi *secțiunea unitară economică* σ_S și care exprimă numărul economic de milimetri pătrați corespunzător unității de putere aparentă tranzitată la vîrful anual de sarcină.

$$\sigma_S = \frac{1}{\sqrt{3}\,U_n\,j_{ec}} = \sqrt{\frac{\rho\ C_{PW}}{U_n^2\ K}}, \tag{3.69}$$

în care prin C_{PW} s-a notat

$$C_{PW} = \alpha_A^2\ \gamma_{ac} + c_{cpt}\,\tau \sum_{i=1}^{n}\alpha_i^2\ (1+a)^{-i},$$

și care reprezintă cheltuiala specifică actualizată și care include costul investiției specifice în centrala electrică care produce energia necesară compensării consumurilor tehnologice, cît și costul specific al consumului tehnologic de energie, corespunzător treptei de tensiune la care urmează a fi exploatat circuitul.

Dacă se estimează că în timp valoarea factorului de putere variază în limite relativ restrînse se poate utiliza și o secțiune unitară economică corespunzătoare tranzitului la vîrf al unității de putere activă.

$$\sigma_P = \frac{\sigma_S}{\cos\varphi}.$$

După estimarea sarcinii de vîrf, secțiunea optimă de calcul poate fi determinată cu următoarele relații

$$s_{opt} = \frac{I_{max\,c}}{j_{ec}}; \tag{3.70a}$$

$$s_{opt} = \sigma_S \; S_{max\,c}; \tag{3.70b}$$

$$s_{opt} = \sigma_P \; P_{max\,c}. \tag{3.70c}$$

în care $I_{max\,c}$, $S_{max\,c}$ și $P_{max\,c}$ sînt : curentul, puterea aparentă și puterea activă maximă de calcul a liniei respective. Secțiunea optimă adoptată se alege din gama de valori produsă de industrie (gama de secțiuni standardizate).

Pentru o linie radială cu secțiunea constantă și lungimea totală L, care alimentează n sarcini, valoarea densității economice se calculează pentru sarcina I_1 de la începutul liniei și se majorează apoi cu coeficientul K_d determinat de relația

$$K_d = \sqrt{\frac{I_1^2 \; L}{\sum_{k=1}^{n} I_k^2 \; l_k}}.$$

Dacă linia are secțiuni diferite, atunci se va calcula secțiunea economică pentru fiecare tronson în parte.

Valoarea parametrilor din relația densității economice de curent. Se face precizarea că densitatea economică de curent nu este o mărime constantă în timp, datorită schimbării parametrilor K, γ, β și δ care reflectă variația costului conductoarelor, a prețului unui kilowatt instalat, a costului de revenire a energiei electrice de pierderi etc. Prin urmare în cazul în care se stabilesc valori normate pentru densitatea economică de curent, aceste valori vor trebui revizuite periodic, după orice modificare a acestor parametri.

În scopul determinării unor valori normate pentru densitățile economice de curent, în diferite categorii de instalații este necesar să se stabilească niște valori concrete pentru parametri care intră în formula densității economice de curent și anume : K, γ, β, δ, τ și ρ.

a. Dependența investiției specifice în linie de secțiunea conductoarelor. După cum s-a precizat, investiția specifică a liniei se poate scrie cu o aproximație suficientă ca fiind o funcție liniară de secțiunea s a conductoarelor active ale liniei

$$I_L = A_0 + K \, s.$$

Pentru stabilirea relațiilor liniare dintre investițiile totale și secțiunile liniei electrice trebuie cunoscute elementele constructive ale căror

costuri intră în componența investițiilor, precum și ponderile cu care aceste elemente intră în realizarea liniilor electrice de distribuție din țara noastră.

Pentru determinarea parametrului K trebuie să se considere numai componentele liniei ale căror costuri variază cu secțiunea conductoarelor. După ce aceste componente și costuri au fost determinate se stabilesc relațiile liniare folosind ajustarea prin metoda celor mai mici pătrate cu ajutorul expresiei

$$K = \frac{\sum_{k=1}^{r} C_k s_k - \frac{\sum_{k=1}^{r} C_k \sum_{k=1}^{r} s_k}{r}}{\sum_{k=1}^{r} s_k^2 - \frac{\left(\sum_{k=1}^{r} s_k\right)^2}{r}} \quad [\text{lei/km} \cdot \text{mm}^2],$$

în care: C_k este costul elementului de linie dependent de secțiune, pentru secțiunea s_k, iar r este numărul de secțiuni standardizate considerate.

$$A_0 = \frac{\sum_{k=1}^{r} C_k}{r} - K \frac{\sum_{k=1}^{r} s_k}{r}.$$

Valorile coeficientului de corelație sau de calitate a ajustării se calculează cu ajutorul relației

$$\rho^2 = \frac{\left[\sum_{k=1}^{r} C_k s_k - \frac{\sum_{k=1}^{r} C_k \sum_{k=1}^{r} s_k}{r}\right]^2}{\left[\sum_{k=1}^{r} C_k^2 - \frac{\left(\sum_{k=1}^{r} C_k\right)^2}{r}\right]\left[\sum_{k=1}^{r} s_k^2 - \frac{\left(\sum_{k=1}^{r} s_k\right)^2}{r}\right]}.$$

Calitatea ajustării liniare este cu atît mai bună, cu cît valoarea coeficientului de corelație ρ^2 este mai apropiată de unitate.

Ca elemente din componența unei linii electrice dependente de secțiunea conductoarelor se vor considera:

— *pentru linii aeriene*

- — conductoarele liniei (cupru sau aluminiu);
- — legăturile conductoarelor la izolatoare (cleme și armături, inclusiv manopera de montare a acestora);
- — lanțurile de izolatoare cu cleme și armături atunci cînd se dispune numai de date globale.

— *pentru linii în cablu*

— cablurile (monofazate sau trifazate de cupru sau aluminiu) inclusiv manopera de montare a lor;

— manșoanele de legătură, manșoanele de derivație și cutiile terminale.

Valorile parametrului K calculate cu prețurile materialelor și manoperei luate din cataloagele de prețuri unitare pe articole de deviz **W1** și W2, ediția 1977 sînt trecute în fig. 3.15.

b. Valoarea actualizată a kilowattului instalat în centrala de echivalare de bază se ia conform normativului M.E.E.-PE 011-1981.

c. Costurile specifice ale consumurilor tehnologice de energie la barele centralei de echivalare β, și pe diferite trepte de tensiune (valoarea coeficientului de corecție δ), trebuie determinate cît mai exact, avînd în vedere schimbările de prețuri intervenite pe piața mondială, la combustibili.

Metodologia pentru determinarea creșterilor medii ale costurilor specifice ale pierderilor de energie corespunzătoare fiecărei trepte de tensiune în raport cu barele centralei de echivalare, trebuie să țină seama de două componente:

— o componentă independentă de costul combustibilului marginal (cheltuieli cu personalul, reparații capitale, cheltuieli cu apa tehnologică, cu chimicalele pentru epurarea apei etc.);

— o componentă dependentă de costul combustibilului marginal care reprezintă costul pierderilor produse prin vehicularea consumurilor proprii tehnologice corespunzătoare fiecărei trepte de tensiune analizată.

Centrala electrică de echivalare de bază se consideră instalată în sistemul energetic pe treapta superioară de tensiune, adică la 400 kV.

Pentru determinarea costului energiei de pierderi va trebui să se cunoască cît mai exact, pe un număr cît mai mare de ani, repartiția procentuală pe diferite trepte de tensiune a consumurilor proprii tehnologice și a fluxurilor de energie din sistem.

Defalcarea și procentul mediu de consum propriu tehnologic ce se realizează în rețeaua M.E.E. datorat tranzitului unui kilowattoră, la diferite trepte de tensiune este în general la IT de 2,5%, la MT de 4,8% și la JT de 11,5%, față de barele centralei de echivalare care se ia ca bază.

În consecință, va trebui să se compenseze aceste consumuri tehnologice în centrala de echivalare, prin producerea de energie suplimentară, ceea ce duce la creșterea costului energiei tranzitate spre un anumit nivel de tensiune. Creșterea datorată tranzitului consumurilor tehnologice afectează cheltuielile dependente de costul combustibilului, iar pentru fiecare nivel de tensiune, costul energiei electrice de la barele centralei de echivalare, se va multiplica cu un coeficient de corecție δ.

Costurile specifice ale consumurilor tehnologice de energie la barele centralei de echivalare β și pe trepte de tensiune (coeficientul de corecție δ) se vor considera conform normativului M.E.E.-PE 011-1981.

d. Timpul de pierderi maxime τ se consideră constant în intervalul celor n ani de analiză ai liniei. Pentru determinarea lui se poate folosi fie relația (3.60 b), fie se ia din diagrame sau tabele.

e. Valorile rezistivității ρ. Rezistivitatea conductoarelor crește cu temperatura de lucru a acestora. De asemenea, se mai înregistrează o creștere datorită efectelor de răsucire a săgeții (cu 2—4%) și datorită efectului pelicular, la frecvența de 50 Hz cu 0—2%. Valorile rezistivităților conductoarelor se iau din tabele.

f. Valorile normate pentru densitatea economică de curent j_{ec}. Valorile medii ale densităților economice de curent se normează în funcție de timpul de utilizare a sarcinii maxime anuale T_{max} și de parametri respectivi.

Densitățile economice de curent recomandate în țara noastră pentru liniile electrice de distribuție de 1—110 kV cu simplu circuit sînt date în instrucțiunea PE—135/81 a M.E.E.

În figura 3.15 se dau valorile densităților economice de curent calculate pe baza costului actual al combustibilului marginal — de închidere al balanței — respectiv petrolul la prețul pieții mondiale [44].

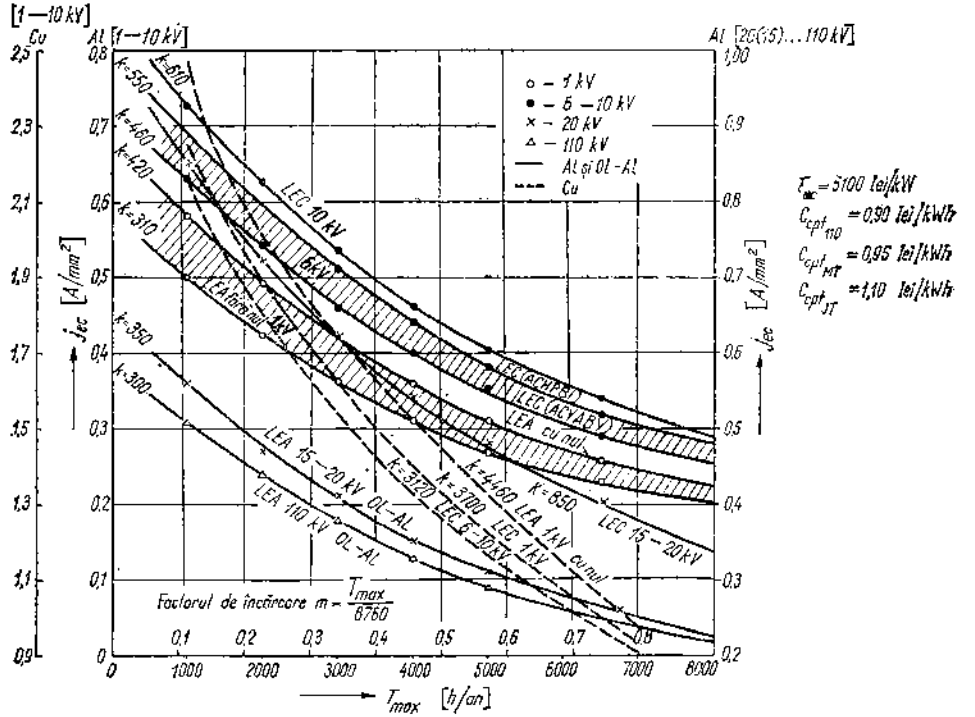


Fig. 3.15. Densitățile economice de curent în amperi pe milimetru pătrat pentru liniile electrice de distribuție de 1—110 kV, în funcție de numărul de ore de utilizare a puterii maxime T_{max}.

După cum se poate observa din fig. 3.15 la liniile aeriene şi în cablu cu conductoare de aluminiu de 1—20 kV, rezultă valori pentru densităţile economice de curent cu circa 15% mai mici decît cele din normele vechi (PE 135 ediţia 1975), iar la liniile aeriene şi în cablu cu conductoare din cupru valorile obţinute sînt de circa 20—50% mai mari decît cele prevăzute în aceste norme.

Aceasta se datoreşte faptului că conductoarele de aluminiu au preţuri de catalog în care energia încorporată în unitatea de produs nu este calculată la preţul pieţii mondiale, iar valorile de cost pentru conductoarele din cupru sînt prea pesimiste.

Preţurile la cupru cît şi la aluminiu au cunoscut în ultimul timp o creştere accentuată pe plan mondial. Raportul preţurilor Cu/Al pe tona de produs a scăzut însă de la 1,8 cît reprezenta în anul 1975, la 1,2 în anul 1979 şi aceasta datorită faptului că aluminiul este un produs energointensiv. În ţara noastră raportul de preţuri între cupru şi aluminiu este de circa 2,4—2,6.

De aici rezultă concluzia că determinarea valorilor densităţilor economice de curent, ca dealtfel toate calculele tehnico-economice în energetică ar trebui să se facă în funcţie de noile preţuri ale combustibilului şi energiei pe plan mondial, care să fie reflectate nu numai în costul kilowattorei ci în toate materialele şi echipamentele energetce, mai ales cînd aceste elemente sînt energointensive (aluminiu, oţel, ciment etc.).

Pentru a vedea implicaţiile acestui fapt, valorile densităţilor economice de curent au fost recalculate în cazul conductoarelor de aluminiu ţinînd seama şi de costul energiei incorporate în tona de sîrmă de aluminiu, ajungîndu-se la valori practic egale cu cele prevăzute în normele noi M.E.E. (PE 135 ediţia 1981), cu excepţia celor pentru cablurile de 20 kV cu conductoare de aluminiu care au valori mai scăzute cu circa 10%. Aceasta datorită faptului că la 20 kV cablurile au costuri de fabricaţie ridicate.

Datorită noilor valori ale densităţilor economice de curent se desprind o serie de consecinţe pentru reţelele electrice de distribuţie şi anume :

— folosirea mai eficientă a nivelului de izolaţie existent în reţelele electrice de joasă tensiune prin studierea trecerii la tensiunile de 660 V sau 1140 V, secţiunile economice putînd fi reduse cu 40% sau chiar cu 67% faţă de cazul funcţionării la 380 V;

— mărirea secţiunilor conductoarelor la cablurile care se construiesc în ţara noastră pînă la secţiuni de 1000—1300 mm² Al, aşa cum se construiesc în alte ţări;

— valorile mici pentru j_{ec} reflectă importanţa ce trebuie acordată în prezent reducerii consumurilor tehnologice în reţelele electrice, respectiv a economiei de energie electrică, acţiune prioritară atît pe plan mondial cît şi în ţara noastră.

Determinarea numărului economic de circuite la liniile electrice cu sarcini mari. Problema creşterii numărului de circuite apare în cazul în care secţiunile conductoarelor, determinate din condiţii tehnice şi verificate la densitatea economică de curent, depăşesc secţiunea maximă stan-

dardizată care se fabrică de către industrie, caz întîlnit în special la liniile în cablu care trebuie să transporte sarcini mari.

În această situație calculele care determină densitatea economică de curent se modifică, deoarece o parte a cheltuielilor care în cazul unui singur circuit puteau fi considerate constante (costul stîlpilor, al izolației, al construcțiilor de pozare a cablurilor etc.), variază în funcție de numărul de circuite.

Creșterea numărului de circuite se va face numai la depășirea unei densități economice limită $j_{ec,limită}$, majorată față de j_{ec} normată.

Dacă există o linie cu ν circute de secțiune s, pentru a fi economică trecerea la o linie cu $\nu+1$ circuite de secțiune $s_1 (s_1 < s)$, trebuie ca în aceasta din urmă să se obțină cheltuieli totale actualizate mai reduse, adică

$$A_{\nu+1} < A_{\nu}.$$

Valoarea limită a densității economice de curent, în cazul mai multor circuite, se determină astfel:

— în cazul trecerii de la ν circuite cu secțiunea s la $\nu+1$ circuite cu secțiunea $s_1 (s_1 < s)$, cu ajutorul relației

$$j_{ec,limită} = j_{ec}\left[1+\sqrt{\frac{A_0'}{\nu K s}}\right]; \tag{3.71}$$

— în cazul creșterii numărului de circuite, utilizînd aceeași secțiune s:

$$j_{ec,limită} = j_{ec}\left[1+\frac{A_0'}{K s}\right], \tag{3.72}$$

în care: A_0' este sporul de investiție necesar pentru partea de construcție în cazul adăugirii unui circuit, în lei/km; el se va determina pentru fiecare caz în parte în funcție de modul de pozare al cablurilor (șanțuri, tunele, estacade), sau de tipul stîlpilor liniilor electrice aeriene.

O metodă generală de determinare a numărului economic de căi de curent pleacă de la considerarea că fazele unei linii electrice sînt compuse din ν căi de curent de secțiune s_{max}, maxim construită în practică, precum și din cîte o a $\nu+1$ cale de curent cu secțiunea $s < s_{max}$ [42]. Deci secțiunea fazică totală s_t a unei linii electrice se poate considera de forma

$$s_t = \nu s_{max} + s.$$

Investiția specifică în linie poate fi exprimată în acest caz sub forma

$$I_{Ls_t} = A_0 + \nu (A_0' + K s_{max}) + A_0' + K s \text{ [lei/km]}.$$

Examinînd această relație se observă că pentru a micșora efortul de investiții, respectiv valoarea termenului $(\nu+1)A_0'$, secțiunile s_t ale liniilor trebuie realizate cu un număr cît mai redus de căi de curent.

Cheltuielile totale actualizate pe unitatea de lungime a liniei, avînd secțiunea s_i pe circuit se obțin conform relației (3.64) și ținînd seama de relațiile (3.69) și (3.70), astfel

$$A_{s_i} = (A_0 + C_L) + \nu(A_0' + Ks_{max}) + (A_0' + Ks) + K\frac{(\sigma_s S_{max\,c})^2}{\nu s_{max} + s}. \quad (3.73)$$

Se pune problema determinării unui ansamblu de valori optime care să conducă la un minim al cheltuielilor actualizate exprimate prin relația (3.73).

Funcția cheltuielilor totale actualizate este continuă doar pe porțiuni și anume pe intervale în care

$$\nu s_{max} < s_t < (\nu + 1)s_{max}.$$

Depășirea oricăruia din aceste intervale, respectiv suplimentarea fazelor cu o nouă cale de curent implică creșterea în salt a investiției egală cu o valoare constantă A_0'.

Se consideră mai întîi că aceste cheltuieli totale sînt o funcție continuă în raport cu numărul ν al căilor de curent de secțiune maximă construită în practică. Se va putea calcula în acest caz o valoare întreagă, ν_{ec}, optimă pentru acest parametru astfel:

$$\frac{\partial A_{s_t}}{\partial \nu} = A_0' + Ks_{max} - \frac{(\sigma_s S_{max\,c})^2}{(\nu_{ec} s_{max} + s)^2} Ks_{max} = 0, \quad (3.74)$$

de unde

$$\nu_{ec}\, s_{max} + s = \frac{\sigma_s S_{max\,c}}{\sqrt{1 + \frac{A_0'}{Ks_{max}}}}. \quad (3.75a)$$

Împărțind relația (3.75a) prin s_{max} se obține

$$\nu_{ec} + \frac{s}{s_{max}} = \frac{\sigma_s S_{max\,c}}{\sqrt{1 + \frac{A_0'}{Ks_{max}}}}. \quad (3.75b)$$

Dacă valoarea din membrul drept a expresiei (3.75 b) rezultă egală cu un întreg atunci numărul economic de căi de curent va fi egal cu acest întreg, iar secțiunea totală economică va fi

$$s_{t_{ec}} = \nu_{ec} s_{max}. \quad (3.76a)$$

Dacă valoarea membrului drept a expresiei (3.75 b) nu este un număr întreg, atunci numărul economic de căi de curent este egal numai cu partea întreagă a cîtului, respectiv

$$\nu_{ec} = \text{INTREG}\frac{\sigma_s S_{max\,c}}{s_{max}\sqrt{1 + \frac{A_0'}{Ks_{max}}}} = \text{INTREG}\frac{\zeta_t}{\zeta_{max}}, \quad (3.76b)$$

unde s-a notat: $\zeta_t = \sigma_s S_{max\,c}$ și reprezintă secțiunea economică de calcul totală corspunzătoare tranzitului de putere aparentă maximă;

$\zeta_{max} = s_{max}\sqrt{1+\frac{A_0'}{Ks_{max}}}$ și reprezintă secțiunea maximă de calcul corespunzăteare secțiunii maxime construite.

Avînd în vedere premisa că $s < s_{max}$, totalul secțiunii economice ar putea fi $s_{tec} \geqslant \nu_{ec} s_{max}$, dar în orice caz $s_{tec} < (\nu_{ec}+1)\, s_{max}$.

În acest caz trebuie să se determine secțiunea economică de calcul a celei de a $\nu_{ec}+1$ căi de curent.

Cheltuielile C_s care depind de secțiunea s a celei de a $\nu_{ec}+1$ căi de curent se obține prin scăderea din relația (3.73) a cheltuielilor corespunzătoare celor ν_{ec} căi de curent de secțiune s_{max} și componenta constantă A_0' a investiției în cea de a $\nu_{ec}+1$ cale de curent, obținîndu-se relația

$$C_s = Ks + K(\sigma_s S_{max\,c})^2\left[\frac{1}{\nu_{ec}\, s_{max}+s} - \frac{1}{\nu_{ec}\, s_{max}}\right], \tag{3.77}$$

funcție ce este continuă în intervalul $0 < s < s_{max}$.

Minimul funcției C_s se obține prin derivare, astfel:

$$\frac{\partial C_s}{\partial s} = K\left[1 - \frac{(\sigma_s S_{max\,c})^2}{(\nu_{ec}\, s_{max}+s)^2}\right] = 0. \tag{3.78}$$

Din relația (3.78) rezultă

$$\nu_{ec}\, s_{max} + s = \sigma_s S_{max\,c} = \zeta_t. \tag{3.79}$$

Secțiunea economică de calcul corespunzătoare celei de a $\nu_{ec}+1$ căi de curent și notată cu $s_{\nu+1}$ are valoarea

$$s_{\nu+1} = \zeta_t - \nu_{ec}\, s_{max},$$

și se alege secțiunea economică $s_{ec\,\nu+1}$ a celei de a $\nu_{ec}+1$ căi de curent, adoptîndu-se treapta standiardzată cea mai apropiată de valoarea secțiunii economice de calcul $s_{\nu+1}$.

Pentru a se vedea dacă să se treacă sau nu la adoptarea celei de a $\nu_{ec}+1$ căi de curent se testează oportunitatea acesteia, verificînd relația

$$A_\nu - A_{\nu+1} \geqslant 0.$$

În cazul în care s-ar renunța la utilizarea celei de a $\nu_{ec}+1$ căi de curent, relația (3.73) devine

$$A_\nu = (A_0 + C_L) + \nu_{ec}\, A_0' + K\nu_{ec}\, s_{max} + K + s\,\frac{(\sigma_s S_{max\,c})^2}{\nu_{ec}\, s_{max}}. \tag{3.80}$$

În cazul folosirii celei de a $\nu_{ec}+1$ căi de curent, relaţia (3.73) devine

$$A_{\nu+1}=(A_0+C_L)+(\nu_{ec}+1)A_0'+K(\nu_{ec}s_{max}+s)+K\frac{(\sigma_s S_{max\,c})^2}{\nu_{ec}s_{max}+s}. \quad (3.81)$$

Făcînd diferenţa dintre relaţiile (3.80) şi (3.81) se obţine condiţia ca cea de a $\nu_{ec}+1$ cale de curent să rezulte economică:

$$A_0'-\frac{Ks^2}{\nu_{ec}s_{max}}\geqslant 0. \quad (3.82)$$

Din relaţia (3.82) se scoate pragul minim, începînd de la care secţiunea de calcul s pentru cea de a $\nu_{ec}+1$ cale de curent devine economică, secţiune minimă notată cu $s_{min_{\nu+1}}$, astfel:

$$s_{min_{\nu+1}}=\sqrt{\frac{A_0'}{K}\nu_{ec}s_{max}}. \quad (3.83)$$

Condiţiile cu care se testează oportunitatea adoptării celei de a $\nu_{ec}+1$ căi de curent sînt deci:

$$s_{min_{\nu+1}}<s_{max},$$

şi respectiv

$$s_{min_{\nu+1}}<\zeta-\nu_{ec}s_{max}.$$

Secţiunea totală economică va fi

$$s_{tec}=\nu_{ec}s_{max}+s_{ec_{\nu+1}}.$$

Soluţiile cu $\nu_{ec}+1$ căi de curent mai pot fi uneori optimizate prin împărţirea în mod egal a totalului secţiunii economice între cele $\nu_{ec}+1$ căi de curent.

3.1.3. CALCULUL CIRCULAŢIEI DE CURENŢI ŞI A CĂDERILOR DE TENSIUNE ÎN REŢELELE ELECTRICE BUCLATE

Linie electrică alimentată de la două surse amplasate la capetele liniei. Cea mai simplă reţea buclată este o linie alimentată de la ambele capete, din două surse A şi B (fig. 3.16). În cazul general, tensiunile surselor de alimentare pot fi diferite ca valoare şi ca fază.

Pentru determinarea circulaţiei de curenţi $\underline{I}_k$ este necesar şi suficient să se cunoască intensitatea unuia dintre curenţii debitaţi de surse, respectiv $\underline{I}_A$ sau $\underline{I}_B$. Dacă se cunoaşte curentul $\underline{I}_A$, curentul $\underline{I}_B$ poate fi

determinat pe baza teoremei I a lui Kirchohff, astfel :

$$\underline{I}_A + \underline{I}_B = \sum_{k=1}^{n} \underline{i}_k . \tag{3.84}$$

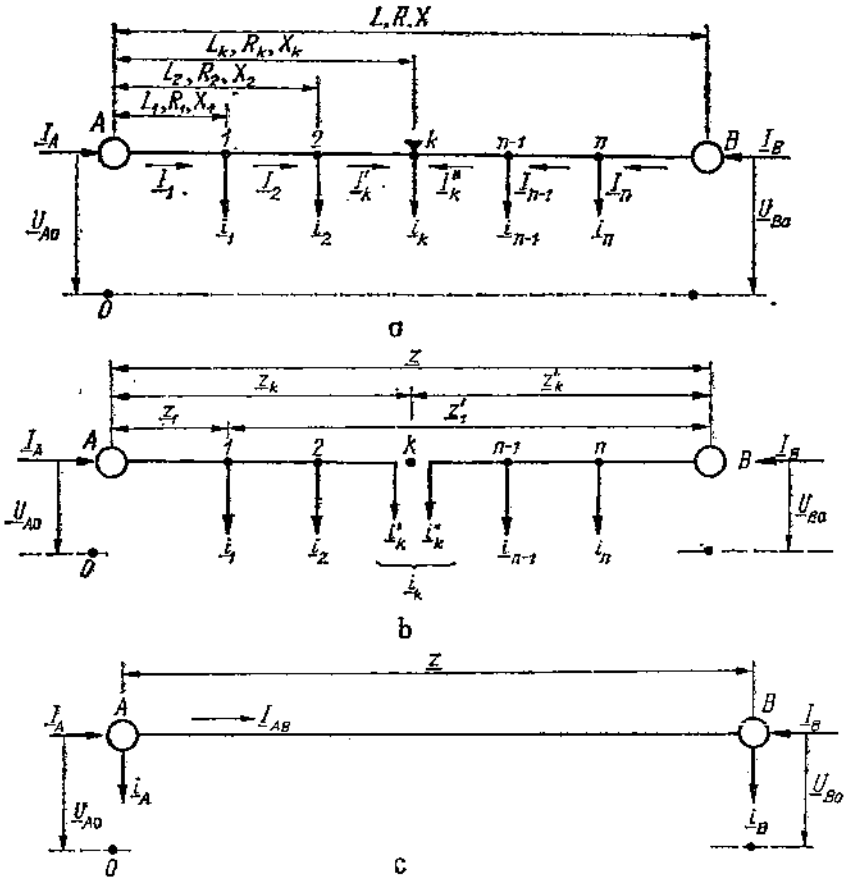


Fig. 3.16. Schema electrică principială a unei linii electrice de distribuție alimentată de la două capete :

a — schema electrică inițială; *b* — reprezentarea liniei alimentate de la două capete sub forma a două rețele radiale; *c* — schema electrică cu sarcinile aruncate la noduri.

Determinarea curentului $\underline{I}_A$ sau $\underline{I}_B$ se face pornind de la relația care dă căderea de tensiune fazorială între nodurile *A* și *B*, astfel :

$$\Delta \underline{U}_{ABO} = \underline{U}_{AO} - \underline{U}_{BO} = \sum_{k=1}^{n} \underline{Z}_k \, \underline{i}_k ; \tag{3.85a}$$

$$\underline{I}_B = \frac{\sum_{k=1}^{n} \underline{Z}_k \, \underline{i}_k}{\underline{Z}} - \frac{\underline{U}_{AO} - \underline{U}_{BO}}{\underline{Z}} . \tag{3.85b}$$

În mod analog, se poate stabili relația de calcul pentru valoarea curentului $\underline{I}_A$, obținîndu-se

$$\underline{I}_A = \frac{\sum_{k=1}^{n} \underline{Z}'_k \underline{i}_k}{\underline{Z}} + \frac{\underline{U}_{AO} - \underline{U}_{BO}}{\underline{Z}}. \tag{3.85c}$$

Avînd în vedere că $\underline{Z}_k + \underline{Z}'_k = \underline{Z}$ (fig. 3.16, *b*) se constată că formulele (3.85b) și (3.85c) verifică relația (3.85), adică

$$\underline{I}_A + \underline{I}_B = \frac{\sum_{k=1}^{n} (\underline{Z}_k + \underline{Z}'_k)\underline{i}_k}{\underline{Z}} = \sum_{k=1}^{n} \underline{i}_k.$$

Odată calculați curenții $\underline{I}_A$ și $\underline{I}_B$ se pot determina circulațiile de curenți $\underline{I}_1, \ldots, \underline{I}_n$ din rețeaua dată și se poate găsi nodul k de tensiune minimă. Valoarea tensiunii corespunzătoare acestui nod urmează a fi verificată pentru a nu fi depășite valorile admisibile.

Sarcinile consumatorilor pot fi *aruncate* în noduri așa cum se poate vedea din fig. 3.16, *c*. Pentru determinarea curenților aruncați în nodurile A și B se aplică teoreme analoage din mecanică, conform cărora suma momentelor electrice $\underline{Z}_k \underline{i}_k$ în raport cu un punct oarecare este egală cu momentul rezultantei în raport cu același punct, astfel :

$$\underline{i}_A = \frac{1}{\underline{Z}} \sum_{k=1}^{n} \underline{Z}_k \underline{i}_k;$$

$$\underline{i}_B = \frac{1}{\underline{Z}} \sum_{k=1}^{n} \underline{Z}'_k \underline{i}_k;$$

Curentul de circulație $\underline{I}_{AB}$ are valoarea

$$\underline{I}_{AB} = \frac{1}{\underline{Z}} \sum_{k=1}^{n} (\underline{U}_{AO} - \underline{U}_{BO}). \tag{3.86}$$

În condițiile în care $\underline{U}_{AO} \neq \underline{U}_{BO}$ curentul de circulație $\underline{I}_{AB}$ va exista chiar la funcționarea liniei în gol.

$$\underline{I}_A = \underline{i}_A + \underline{I}_{AB};$$

$$\underline{I}_B = \underline{i}_B - \underline{I}_{AB}.$$

Odată determinați curenții $\underline{I}_A$ și $\underline{I}_B$, interesează componentele active și reactive ale acestor curenți, pentru a putea calcula puterile active și reactive debitate de surse.

Dacă se notează:

$$\underline{Z}_k = R_k + \mathrm{j}X_k \quad \text{și} \quad \underline{Z}'_k = R'_k + \mathrm{j}X'_k;$$

$$\underline{I}_A = I_{Aa} - \mathrm{j}\, I_{Ar};$$

$$\underline{I}_B = I_{Ba} - \mathrm{j}\, I_{Br};$$

$$\underline{i}_k = i_{ka} - \mathrm{j}\, i_{kr}.$$

Se obține

$$I_{Aa} = \frac{R(a+b) + X(c-d)}{R^2+X^2} + \frac{R\,\mathrm{d}U_{ABO} + X\,\delta U_{ABO}}{R^2+X^2}; \tag{3.87a}$$

$$I_{Ar} = \frac{X(a+b) - R\,(c-d)}{R^2+X^2} + \frac{X\,\mathrm{d}U_{ABO} - R\,\delta U_{ABO}}{R^2+X^2}; \tag{3.87b}$$

în care:

$$\left.\begin{aligned} a &= \sum_{k=1}^{n} R'_k\, i_{ka}; \quad b = \sum_{k=1}^{n} X'_k\, i_{kr}; \\ c &= \sum_{k=1}^{n} X'_k\, i_{ka}; \quad d = \sum_{k=1}^{n} R'_k\, i_{kr}. \end{aligned}\right\}$$

În mod similar se determină și curenții I_{Ba} și I_{Br}.

Pentru o linie electrică omogenă, în care rezistența r_0 și inductanța x_0 sînt aceleași pentru toate tronsoanele liniei, relațiile (3.87a și 3.87b) capătă forma (funcție de lungimile cumulate L_k și L'_k):

$$I_{Aa} = \frac{\sum_{k=1}^{n} L'_k\, i_{ka}}{L} + \frac{R\,\mathrm{d}U_{ABO} + X\,\delta U_{ABO}}{R^2+X^2}; \tag{3.88a}$$

$$I_{Ar} = \frac{\sum_{k=1}^{n} L'_k\, i_{kr}}{L} + \frac{X\,\mathrm{d}U_{ABO} - R\,\delta U_{ABO}}{R^2+X^2}. \tag{3.88b}$$

În mod similar se poate obține expresia puterii aparente ce este furnizată de sursa A:

$$\underline{S}_A = P_A - \mathrm{j}\,Q_A = \frac{\sum_{k=1}^{n} L'_k\, p_k}{L} - \mathrm{j}\,\frac{\sum_{k=1}^{n} L'_k\, q_k}{L}. \tag{3.89}$$

În cazul calculelor practice ale rețelelor alimentate de la două capete, cînd se ține seama și de pierderile de putere, se utilizează de obicei o metodă de calcul aproximativă. Pentru aceasta, la început se determină puterile $\underline{S}_A$, $\underline{S}_\alpha$ și $\underline{S}_B$ din rețea (fig. 3.17) fără a ține seama de pierderile de putere.

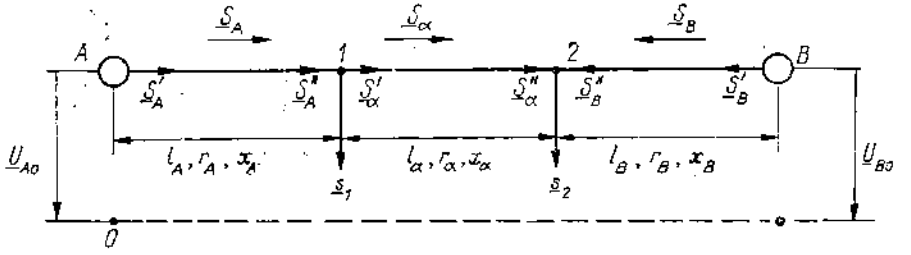


Fig. 3.17. Schema principială de calcul a rețelelor alimentate de la două capete cu considerarea pierderilor în rețele.

După aceea se determină pierderile de putere și puterile rezultante pe diferitele porțiuni ale rețelei.

Plecînd de la punctul *2* de separare a puterilor, se constată că pierderea de putere pe porțiunea *1—2* va fi

$$\Delta p_\alpha = \frac{(S''_\alpha)^2}{U_{20}^2} r_\alpha \quad \text{și} \quad \Delta q_\alpha = \frac{(S''_\alpha)^2}{U_{20}^2} x_\alpha,$$

$$\Delta \underline{s}_\alpha = \Delta p_\alpha + \mathrm{j}\, \Delta q_\alpha,$$

unde U_{20} este tensiunea de fază a nodului *2*.

Prin urmare, puterea la începutul acestei porțiuni va fi

$$\underline{S}'_\alpha = \underline{S}''_\alpha + (\Delta p_\alpha - \mathrm{j}\, \Delta q_\alpha).$$

Puterea la sfîrșitul porțiunii $A-1$ va fi egală cu

$$\underline{S}''_A = \underline{S}'_\alpha + \underline{s}_1.$$

Pierderile de putere pe porțiunea $A-1$ vor fi

$$\Delta p_A = \frac{(S''_A)^2}{U_{10}^2} r_A \quad \text{și} \quad \Delta q_A = \frac{(S''_A)^2}{U_{10}^2} x_A.$$

Adunînd pierderile de putere în porțiunea $A-1$ cu puterea de la sfîrșitul acestei porțiuni, se găsește puterea corespunzătoare începutului porțiunii $A-1$:

$$\underline{S}'_A = \underline{S}''_A + (\Delta p_A - \mathrm{j}\, q_A).$$

Procedînd în același mod se pot obține puterile de la începutul și sfîrșitul fiecărei porțiuni a rețelei.

Se face precizarea că tensiunea în punctul de separare este de obicei necunoscută, astfel încît pierderile de putere nu trebuie calculate în funcție de tensiunile reale din noduri, U_{10}, U_{20} ci după tensiunea nominală a rețelei U_n.

În acest fel se introduc unele mici erori în calculul circulațiilor de putere, ceea ce este admisibil în cazul calculului rețelelor electrice de distribuție.

Calculul rețelelor buclate alimentate din mai multe surse. În cazul rețelelor electrice de distribuție putem întîlni situații în care rețelele au secțiuni variabile pe diferitele tronsoane și sînt alimentate din mai multe surse (fig. 3.18).

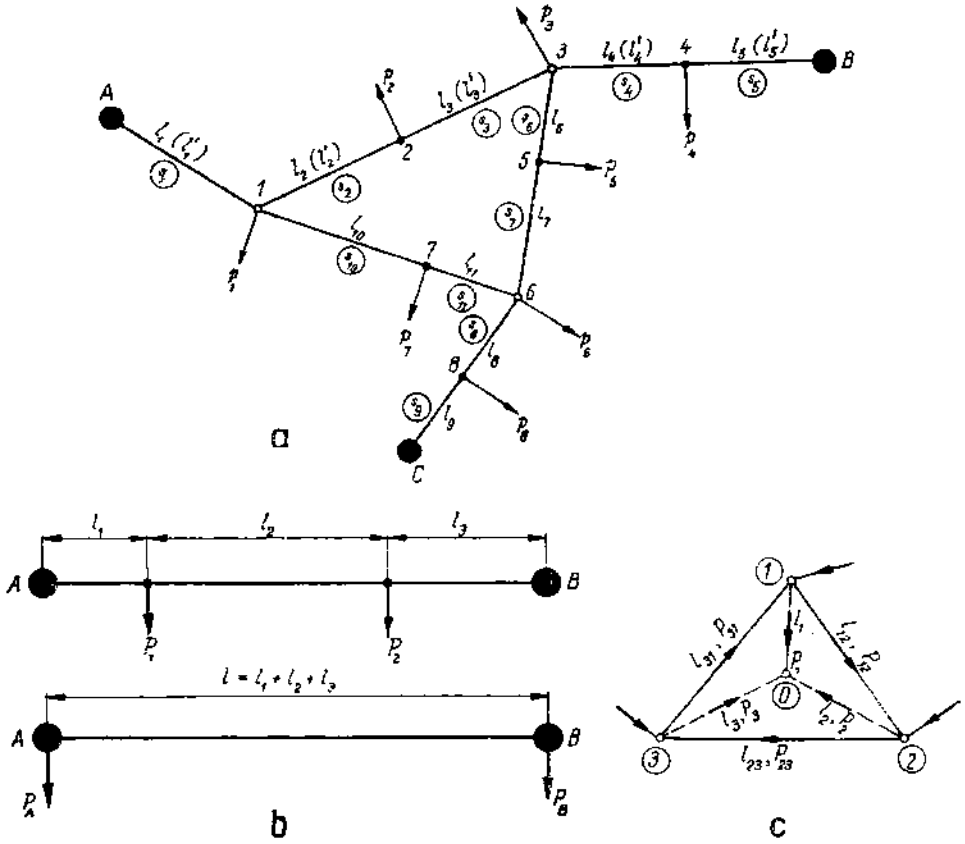


Fig. 3.18. Schema electrică principială a unei rețele electrice buclate alimentată de la n surse : *a* — schema principială a rețelei inițiale; *b* — schema de calcul pentru aruncarea sarcinilor la noduri; *c* — schema de calcul pentru transfigurarea rețelei din triunghi în stea.

Metoda cea mai răspîndită și cea mai simplă pentru găsirea distribuției curenților în aceste rețele este metoda transformării rețelei. În esență,

prin această metodă, rețeaua dată se reduce prin transformări succesive la o linie alimentată de la două capete pentru care se găsește distribuția curenților; după aceea, prin desfășurarea inversă a schemei se determină distribuirea curenților în schema studiată.

Premizele teoretice pe care se bazează metoda de transfigurare a rețelelor electrice sînt următoarele:

În orice porțiune a unei rețele la al cărui calcul se ține seama numai de rezistențele active, conductorii cu secțiunea s_i pot fi înlocuiți prin conductorii cu secțiunea s_{ech} astfel, încît circulațiile de curenți cît și de căderile de tensiune să nu se modifice. Prin înlocuirea conductorului de secțiune s_i, lungime l_i și rezistență r_i, cu un alt conductor, de secțiune s_{ech}, lungime l_{ech} și rezistență r_{ech}, starea electrică a rețelei nu se va modifica, dacă se va păstra condiția ca $r_i = r_{ech}$. În acest caz se poate scrie

$$\frac{l_{ech}}{\gamma s_{ech}} = \frac{l_i}{\gamma s_i}, \quad \text{sau} \quad l_{ech} = l_i \frac{s_{ech}}{s_i}. \tag{3.90}$$

În cazul cînd conductorii cu conductivitatea γ_i se înlocuiesc cu alți conductori din alt material cu conductivitatea γ_{ech} ecuația (3.90) capătă valoarea

$$l_{ech} = l_i \frac{\gamma_{ech} s_{ech}}{\gamma_i s_i}.$$

Mărimile l_{ech} și s_{ech} se numesc lungimea, respectiv secțiunea de echivalare. Drept secțiune de echivalare a rețelei se alege secțiunea cea mai frecventă din rețeaua studiată.

Dacă este necesar să se înlocuiască mai multe linii care concură într-un nod printr-o linie echivalentă (fig. 3.19) va trebui ca tensiunea în nodul *0* al rețelei transfigurate să fie identică cu tensiunea în rețeaua netransformată.

Prin linia echivalentă trebuie să circule curentul

$$\underline{I}_{ech} = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 + \underline{I}_k = \underline{i}_0.$$

Se presupune că tensiunile punctelor de alimentare *A*, *B*, *C* și *K* nu sînt egale, ele fiind $\underline{U}_{A0}$, $\underline{U}_{B0}$, $\underline{U}_{C0}$ și $\underline{U}_{K0}$.

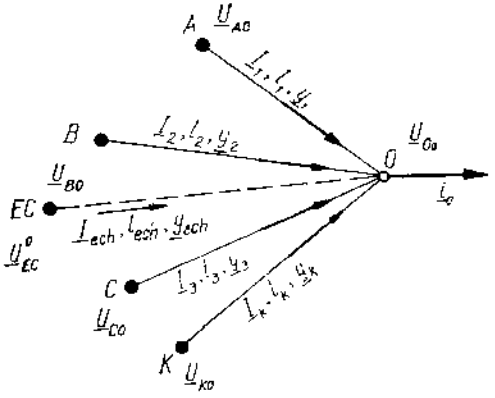


Fig. 3.19. Schema principială de calcul pentru înlocuirea mai multor linii care concură într-un nod cu o linie echivalentă.

Notînd admitanțele liniilor AO, BO, CO, KO prin $\underline{y}_1$, $\underline{y}_2$, $\underline{y}_3$, $\underline{y}_k$ iar tensiunea în punctul 0 prin $\underline{U}_{00}$, se pot scrie ecuațiile următoare:

$$\left.\begin{aligned}(\underline{U}_{AO}-\underline{U}_{00})\ \underline{y}_1 &= \underline{I}_1;\\ (\underline{U}_{BO}-\underline{U}_{00})\ \underline{y}_2 &= \underline{I}_2;\\ (\underline{U}_{CO}-\underline{U}_{00})\ \underline{y}_3 &= \underline{I}_3;\\ (\underline{U}_{KO}-\underline{U}_{00})\ \underline{y}_k &= \underline{I}_k.\end{aligned}\right\} \quad (3.91)$$

Considerînd admitanța $\underline{y}_{ech}$ în linia echivalentă,

$$\underline{y}_{ech} = \underline{y}_1 + \underline{y}_2 + \underline{y}_3 + \underline{y}_k, \quad (3.92)$$

și notînd tensiunea punctului echivalent (EC) prin $\underline{U}^0_{EC}$, se obține:

$$(\underline{U}^0_{EC}-\underline{U}_{00})\ \underline{y}_{ech} = \underline{i}_0; \quad (3.93)$$

$$\underline{U}^0_{EC} = \frac{\sum_{j=1}^{n} \underline{U}_{j0}\,\underline{y}_j}{\underline{y}_{ech}}. \quad (3.94a)$$

Dacă sînt numai două linii, de exemplu AO și BO, ecuația (3.94a) va căpăta forma

$$\underline{U}^0_{EC} = \frac{\underline{U}_{AO}\,\underline{z}_1 + \underline{U}_{BO}\,\underline{z}_2}{\underline{z}_1 + \underline{z}_2}. \quad (3.94b)$$

La o desfășurare inversă a rețelei trebuie ca, avînd cunoscut curentul $\underline{I}_{ech}$ care circulă prin linia echivalentă $EC-O$, să se găsească curenții care trec prin liniile rețelei netransformate. Ecuațiile (3.91) și (3.93) pot fi prezentate sub forma (pentru linia K)

$$\underline{U}_{KO}-\underline{U}_{00} = \frac{\underline{I}_k}{\underline{y}_k} = \underline{I}_k\,\underline{z}_k; \quad (3.95)$$

$$\underline{U}^0_{EC}-\underline{U}_{00} = \frac{\underline{I}_{ech}}{\underline{y}_{ech}} = \underline{I}_{ech}\,\underline{z}_{ech},$$

unde $\underline{z}_{ech} = \dfrac{1}{\underline{y}_{ech}}$.

Din ecuația (3.95) se găsește

$$\underline{I}_k = \underline{I}_{ech}\frac{\underline{z}_{ech}}{\underline{z}_k} + \frac{\underline{U}_{KO}-\underline{U}^0_{EC}}{\underline{z}_k} \quad (3.96)$$

În mod analog se vor găsi curenții și în celelate derivații.

Dacă transformările se efectuează pentru o rețea cu sarcini date în funcție de puteri, ecuațiile pentru determinarea puterilor $\underline{S}_1$, $\underline{S}_2, \ldots, \underline{S}_k$ care circulă pe liniile AO, BO etc. se vor obține din ecuațiile (3.96), prin înmulțirea lor cu 3 U_{00}. Deoarece într-o rețea buclată complex determinarea mărimii U_{00} este greu de găsit, se face aproximarea înlocuirii acestei tensiuni cu tensiunea nominală U_{n0}.

Dacă se revine la fig. 3.18, pentru determinarea circulației de puteri se efectuează următoarele operații:

— se înlocuiește rețeaua buclată având secțiunile s_1, $s_2 \ldots, s_n$ și lungimile l_1, $l_2, \ldots, l_n$ cu o rețea echivalentă din punct de vedere al pierderilor de tensiune și a circulației de puteri având secțiunea s dată și lungimile l'_1, $l'_2, \ldots, l'_n$. (fig. 3.18, *a*);

— se aruncă sarcinile în nodurile rețelei A și B (fig. 3.18, *b*) aplicîndu-se relațiile

$$P_A = \frac{P_1(l_2+l_3) + P_2 l_3}{l};$$

$$P_B = \frac{P_1 l_1 + P_2(l_1+l_2)}{l}.$$

— se efectuează transfigurarea rețelei din triunghi în stea (fig. 3.18, *c*), cu relațiile

$$l_1 = \frac{l_{12}l_{31}}{l_{12}+l_{23}+l_{31}}\ ;\ l_2 = \frac{l_{23}l_{12}}{l_{12}+l_{23}+l_{31}}\ ;\ l_3 = \frac{l_{31}l_{23}}{l_{12}+l_{23}+l_{31}}.$$

— se efectuează transfigurări din stea în triunghi (fig. 3.18, *c*) aflîndu-se circulația de putere din schema în triunghi cu relațiile

$$P_{12} = \frac{P_1 l_1 - P_2 l_2}{l_{12}}\ ;\ P_{23} = \frac{P_2 l_2 - P_3 l_3}{l_{23}}\ ;\ P_{31} = \frac{P_3 l_3 - P_1 l_1}{l_{31}}.$$

Sarcinile se compun cu relațiile

$$P = \sum_{k=1}^{n} P_k,$$

iar lungimea echivalentă în cazul a două linii este

$$l_e^{(2)} = \frac{l_1 l_2}{l_1 + l_2},$$

iar în cazul a trei linii

$$l_e^{(3)} = \frac{l_1 l_2 l_3}{l_1 l_2 + l_2 l_3 + l_1 l_3}.$$

După efectuarea operațiilor de mai sus se ajunge la o rețea electrică alimentată din două capete, aflîndu-se circulația de puteri.

Se trece apoi la transfigurări inverse, găsindu-se circulația de puteri din sursa A, B și C.

Transfigurarea unei rețele electrice în formă de stea cu trei laturi într-o rețea în formă de triunghi (fig. 3.20) se face pe baza următoarelor relații

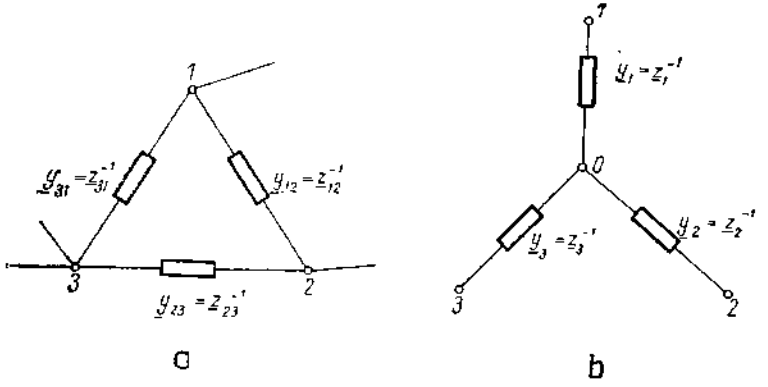


Fig. 3.20. Transfigurarea unei rețele electrice în formă de stea cu trei laturi într-o rețea în formă de triunghi:
a — rețea în formă de triunghi; *b* — rețea în formă de stea.

$$\left.\begin{aligned}\underline{y}_{12}&=\frac{\underline{y}_1\underline{y}_2}{\underline{y}_1+\underline{y}_2+\underline{y}_3}\\ \underline{y}_{23}&=\frac{\underline{y}_2\underline{y}_3}{\underline{y}_1+\underline{y}_2+\underline{y}_3}\\ \underline{y}_{31}&=\frac{\underline{y}_3\underline{y}_1}{\underline{y}_1+\underline{y}_2+\underline{y}_3}\end{aligned}\right\}\quad\text{sau}\quad\left.\begin{aligned}\underline{z}_{12}&=\underline{z}_1+\underline{z}_2+\frac{\underline{z}_1\underline{z}_2}{\underline{z}_3}\\ \underline{z}_{23}&=\underline{z}_2+\underline{z}_3+\frac{\underline{z}_2\underline{z}_3}{\underline{z}_1}\\ \underline{z}_{31}&+\underline{z}_3+\underline{z}_1+\frac{\underline{z}_3\underline{z}_1}{\underline{z}_2}\end{aligned}\right\}\qquad(3.97)$$

Rezolvînd sistemul de ecuații (3.97) se obține

$$\left.\begin{aligned}\underline{y}_1&=\underline{y}_{31}+\underline{y}_{21}+\frac{\underline{y}_{31}\underline{y}_{12}}{\underline{y}_{23}}\\ \underline{y}_2&=\underline{y}_{12}+\underline{y}_{23}+\frac{\underline{y}_{12}\underline{y}_{23}}{\underline{y}_{31}}\\ \underline{y}_3&=\underline{y}_{23}+\underline{y}_{31}+\frac{\underline{y}_{23}\underline{y}_{31}}{\underline{y}_{12}}\end{aligned}\right\}\quad\text{sau}\quad\left.\begin{aligned}\underline{z}_1&=\frac{\underline{z}_{31}\underline{z}_{12}}{\underline{z}_{12}+\underline{z}_{23}+\underline{z}_{31}}\\ \underline{z}_2&=\frac{\underline{z}_{12}\underline{z}_{23}}{\underline{z}_{12}+\underline{z}_{23}+\underline{z}_{31}}\\ \underline{z}_3&=\frac{\underline{z}_{23}\underline{z}_{31}}{\underline{z}_{12}+\underline{z}_{23}+\underline{z}_{31}}\end{aligned}\right\}\qquad(3.98)$$

Ca formulă generală pentru transfigurarea unei rețele electrice avînd o structură în formă de stea, într-o structură poligonală completă se face pe baza relației (fig. 3.21)

$$\underline{y}_{\alpha k}=\frac{\underline{y}_\alpha \underline{y}_k}{\sum_{k=1}^{N}\underline{y}_k}. \tag{3.99}$$

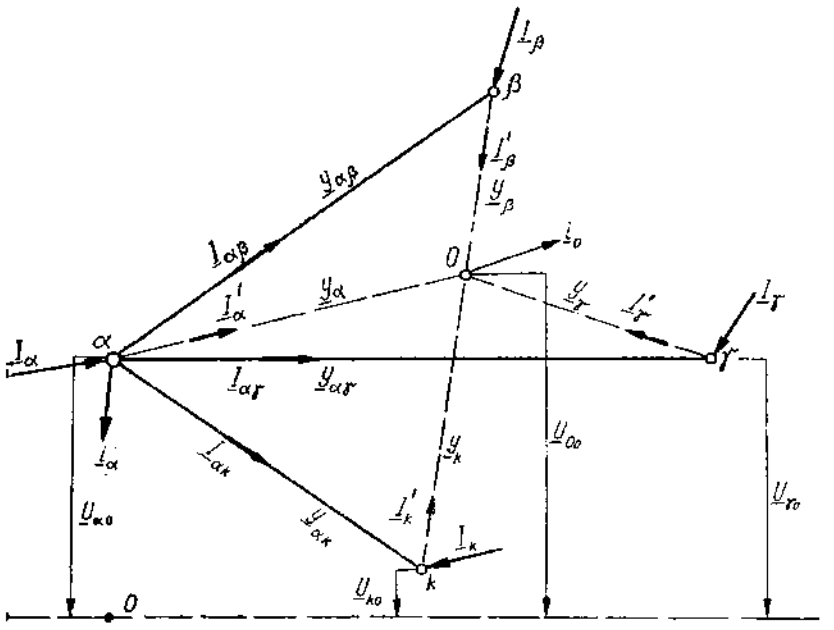


Fig. 3.21. Transfigurarea unei rețele electrice în formă de stea într-o rețea în formă de poligon complet.

Dacă se ține seama de grupul de ecuații (3.91) și avînd în vedere că $\underline{I}'_\alpha+\underline{I}'_\beta+\underline{I}'_\gamma+\underline{I}'_k=\underline{i}_0$, se obține expresia tensiunii $\underline{U}_{0_0}$ de forma

$$\underline{U}_{0_0}=\frac{\sum_{k=1}^{N}\underline{y}_k\underline{U}_{k0}}{\sum_{k=1}^{N}\underline{y}_k}-\frac{\underline{i}_0}{\sum_{k=1}^{N}\underline{y}_k}. \tag{3.100}$$

Înlocuindu-se relația (3.100) în grupul de ecuații (3.91) se obține

$$\underline{I}'_\alpha=\frac{\sum_{k=1}^{N}\underline{y}_\alpha\underline{y}_k(\underline{U}_{\alpha 0}-\underline{U}_{k0})}{\sum_{k=1}^{N}\underline{y}_k}+\frac{\underline{y}_\alpha}{\sum_{k=1}^{N}\underline{y}_k}\underline{i}_0.$$

Curenții din noduri se determină conform relației

$$\underline{I}_\alpha = \underline{I}'_\alpha + \underline{i}_\alpha.$$

Metodele de transfigurare prezentate permit calculul rețelelor electrice buclate cu un număr relativ mic de noduri. Pentru rețelele electrice complexe calculele manuale devin foarte laborioase, uneori imposibile, așa că în aceste cazuri este necesar să se apeleze la modele de calcul speciale și să se utilizeze calculatoarele electronice.

3.14. CALCULUL CIRCULAȚIEI DE CURENȚI ȘI A CĂDERILOR DE TENSIUNE ÎN REȚELELE ELECTRICE COMPLEX BUCLATE

Rețelele complex (strîns) buclate sînt caracterizate de faptul că din fiecare nod de rețea pleacă minim trei legături (fig. 3.22). În cazul rețelelor buclate tip plasă din fiecare nod pleacă patru legături.

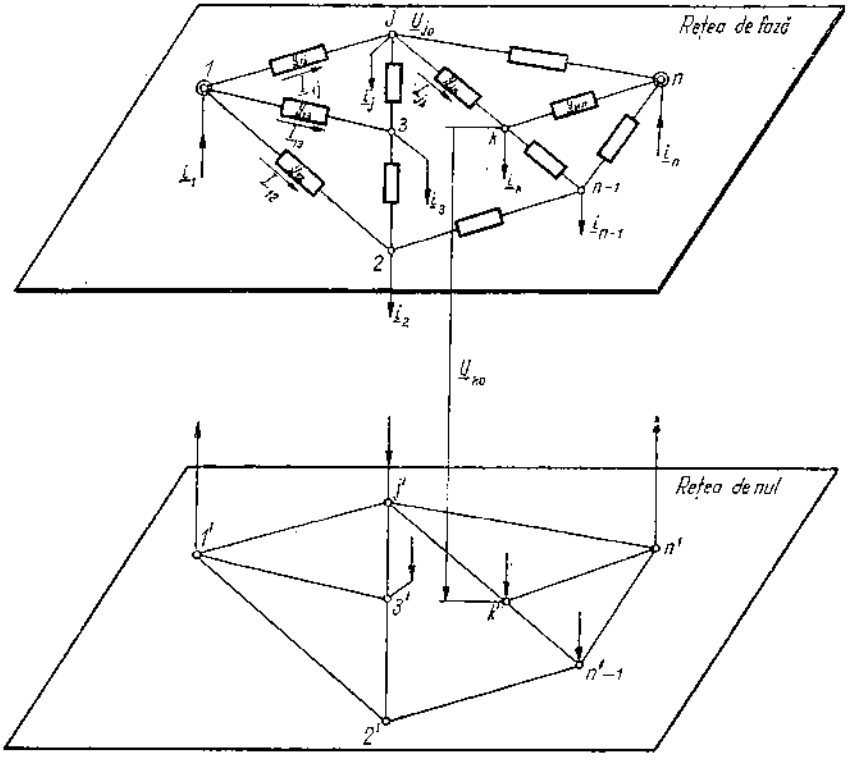


Fig. 3.22. Schema electrică echivalentă de calcul a unei rețele electrice complex (strîns) buclată.

Pentru calculul acestor rețele electrice se aplică legile generale ale electrotehnicii particularizate la aceste rețele. În cazul schemei electrice echivalente din fig. 3.22 corespunzătoare unei rețele trifazate simetrice, în care se reprezintă numai o singură fază a rețelei considerate, închiderea

circuitului electric are loc prin conductorul fictiv de nul. Cele n' borne ale conductorului de nul pot fi considerate ca o bornă multiplă, formată din n' borne confundate (borna de nul).

În cazul rețelelor electrice de distribuție se poate considera că rețeaua este prevăzută numai cu surse de curent constant, atașate atît bornelor generatoare cît și bornelor consumatoare, calculul circulației de curenți și a tensiunilor nodale putînd fi efectuat numai pe rețeaua de fază, nulul rețelei fiind izolat printr-o impedanță infinită de restul rețelei. Însă, pentru determinarea pierderilor de tensiune și verificarea tensiunii maxime sau minime de serviciu este necesar să se cunoască pentru un nod cel puțin o tensiune $\underline{U}_{k0}$ definită față de rețeaua de nul.

Dacă în schema echivalentă se face abstracție de caracteristicile electrice, se obține o configurație de laturi și de noduri care păstrează toate informațiile referitoare la caracteristicile topologice ale schemei electrice. Această configurație de laturi și de noduri este numită *graful rețelei*, deoarece ea corespunde cu reprezentarea grafică a unui graf.

Calculul regimului staționar al rețelelor electrice de distribuție are ca obiect:

— determinarea tensiunilor în noduri, atît în nodurile generatoare (sursă) cît și în nodurile consumatoare;

— circulațiile de curenți sau de puteri în laturi;

— încărcarea transformatoarelor din stații sau posturi de transformare;

— consumurile proprii tehnologice pe linii și pe total rețea;

— curenții (puterile) de scurtcircuit în diferite puncte ale rețelei (în vederea alegerii unui sistem corespunzător de protecție).

Calculul trebuie făcut atît în regim normal cît și în diferite regimuri de avarie.

Pentru obținerea rezultatelor dorite, trebuie să se cunoască următoarele date:

— graful rețelei;

— impedanțele (admitanțele) atașate laturilor grafului, sau lungimile, secțiunile și materialul tuturor laturilor rețelei;

— modulul tensiunilor $[\underline{U}_{g0}]$ atașat nodurilor generatoare (surse);

— tensiunea $\underline{U}_e$ atașată nodului de echilibru;

— curenții sau puterile active P_c și reactive Q_c din nodurile consumatoare;

— sarcina nominală a transformatoarelor din stațiile sau posturile de transformare;

— curentul nominal de încărcare a cablurilor sau conductoarelor.

Pentru calculul regimului staționar al unei rețele electrice de distribuție se consideră ecuația tensiunilor nodale

$$[\underline{I}_n] = [\underline{Y}_n][\underline{U}_n], \tag{3.101}$$

în care: $[\underline{I}_n]$ este vectorul curenților din noduri, în A; $[\underline{Y}_n]$ — matricea de admitanțe care se poate construi prin simpla inspecție a rețelei, în S; $[\underline{U}_n]$ — vectorul tensiunilor nodale, în raport cu nodul de nul, ales ca nod de referință și care este necunoscuta problemei, în kV.

Pentru o rețea electrică fără transformatoare în laturi, de exemplu, rețeaua din fig. 3.22 matricea $[\underline{Y}_n]$ apare prin inspectarea rețelei sub forma:

$$[\underline{Y}_n] = \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline 1 & 2 & 3 & j & k & n-1 & n & \\ \hline \underline{y}_{11} & -\underline{y}_{12} & -\underline{y}_{13} & -\underline{y}_{1j} & 0 & 0 & 0 & 1 \\ \hline -\underline{y}_{21} & \underline{y}_{22} & -\underline{y}_{23} & 0 & 0 & -\underline{y}_{2,n-1} & 0 & 2 \\ \hline -\underline{y}_{31} & -\underline{y}_{32} & \underline{y}_{33} & -\underline{y}_{3j} & 0 & 0 & 0 & 3 \\ \hline -\underline{y}_{j1} & 0 & -\underline{y}_{j3} & \underline{y}_{jj} & -\underline{y}_{jk} & 0 & -\underline{y}_{jn} & j \\ \hline 0 & 0 & 0 & -\underline{y}_{kj} & \underline{y}_{kk} & -\underline{y}_{k,n-1} & -\underline{y}_{kn} & k \\ \hline 0 & -\underline{y}_{n-1,2} & 0 & 0 & -\underline{y}_{n-1,k} & \underline{y}_{n-1,n-1} & -\underline{y}_{n-1,n} & n-1 \\ \hline 0 & 0 & 0 & -\underline{y}_{nj} & -\underline{y}_{nk} & -\underline{y}_{n,n-1} & \underline{y}_{nn} & n \\ \hline \end{array}$$

Se face precizarea că $\underline{y}_{jk} = \underline{y}_{kj}$ (simetrie), iar termenii diagonali ai matricei au valorile (pentru nodul k);

$$\underline{y}'_{kk} = -\sum_{j=1}^{n} \underline{y}_{jk} - \underline{y}'_{kk} = -(\underline{y}_{kj} + \underline{y}_{k,n-1} + \underline{y}_{kn} + \underline{y}'_{kk}),$$

în care $\underline{y}'_{kk}$ înlocuiește sarcina $\underline{i}_k$ (linearizarea sarcinii printr-o admitanță).

În exemplul considerat s-a presupus că nu avem legături transversale la pământ.

Se admite că matricele $[\underline{U}_n]$ și $[\underline{I}_n]$ sînt independente de regimurile de funcționare. În aceste condiții aceste ecuații sînt liniare, iar rețelele corespunzătoare se numesc liniare. În realitate rețelele electroenergetice nu sînt liniare, deoarece matricele $[\underline{U}_n]$ și $[\underline{I}_n]$ nu sînt, în general, constante, independente de regimurile de funcționare. Vectorul curenților injectați la noduri $[\underline{I}_n]$ și a tensiunilor nodale $[\underline{U}_n]$ se pot scrie sub forma

$$[\underline{I}_n] = \begin{bmatrix} \underline{I}_g \\ -\underline{I}_c \end{bmatrix}; \quad [\underline{U}_n] = \begin{bmatrix} \underline{U}_{g0} \\ \underline{U}_{c0} \end{bmatrix},$$

în care prin g s-a notat nodurile sursă, iar prin c nodurile consumatoare.

În nodurile de tip generator g se consideră cunoscute modulele tensiunilor $\underline{U}_i$ și puterile active injectate P_i și se caută Q_i și argumentul tensiunii $\underline{\theta}_i$. În nodurile de tip consumator c se consideră cunoscute puterile ejectate P_j și Q_j și sînt căutate tensiunile $\underline{U}_j$ și argumentele $\underline{\theta}_j$. În nodul de echilibru ca elemente cunoscute sînt $|\underline{U}_e|$ și $\underline{\theta}$, elemente necunoscute P și Q.

Ecuația (3.101) se poate deci scrie

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_g \\ -\underline{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{y}_{gg} & -\underline{y}_{gc} \\ -\underline{y}_{cg} & \underline{y}_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{gO} \\ \underline{U}_{cO} \end{bmatrix}.$$

Necunoscutele ecuației sînt $[\underline{I}_g]$ și $[\underline{U}_{cO}]$.

Sistemul de ecuații liniare dat de relația de mai sus poate fi rezolvat utilizîndu-se fie metode directe de rezolvare, fie metode iterative. [23, 24, 26].

Rezolvarea directă a sistemelor liniare de ecuații se face cu ajutorul metodei determinaților, care însă necesită un volum mare de calcule.

Dintre metodele de iterație se citează metoda Gauss și o metodă îmbunătățită din punct de vedere al convergenței, metoda Seidel-Gauss. În literatura de specialitate sînt indicate o serie de metode de rezolvare a sistemelor de ecuații [2, 22, 24].

Metoda Seidel-Gauss este mult utilizată în calculul rețelelor electrice, motiv pentru care va fi prezentată în cele ce urmează. Înlocuirea necunoscutelor se face succesiv de la ecuație la ecuație în felul următor:

Se dă un set de valori inițiale $\underline{U}_{1O}^{(0)}, \underline{U}_{2O}^{(0)}, \ldots, \underline{U}_{n-1,O}^{(0)}$. Se înlocuiește acest set în ecuația 1, obținînd-se valoarea pentru $\underline{U}_{1O}^{(0)}$. Această valoare, împreună cu restul valorilor necunoscutelor din setul inițial se introduc în ecuația 2 și se determină $\underline{U}_{2O}^{(1)}$, așa că, la iterația p, pentru determinarea tensiunii $\underline{U}_O^{(p)}$ în nodul i, se vor utiliza în calul valorile $\underline{U}_{1O}^{(p)}, \underline{U}_{2O}^{(p)}, \ldots, \underline{U}_{i-1,O}^{(p)}$, $\underline{U}_{i+1,O}^{(p-1)}, \ldots, \underline{U}_{n-1,O}^{(p-1)}$ ale tensiunilor în celelalte noduri ale sistemului.

Pentru a urmări mai ușor principiul metodei Seidel-Gauss se va examina schema din fig. 3.23. Curentul $\underline{I}_1$ dat de puterea injectată (diferența dintre puterea produsă și puterea consumată) în nod $\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1$ are expresia

$$\underline{I}_1 = \underline{Y}_{10}(\underline{U}_{10} - \underline{U}_O) + \underline{Y}_{12}(\underline{U}_{10} - \underline{U}_{20}) + \underline{Y}_{13}(\underline{U}_{10} - \underline{U}_{30}),$$

iar pe de altă parte

$$U_O = 0; \quad \underline{I}_1 = \frac{\underline{S}_1^*}{\underline{U}_{10}^*}.$$

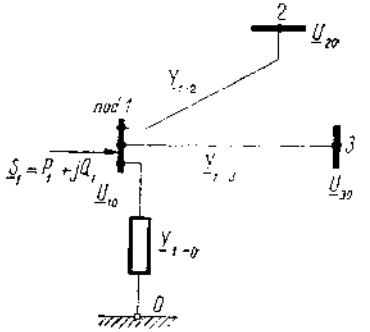


Fig. 3.23. Schemă de rețea utilizată pentru scrierea ecuațiilor nodale.

Explicitînd în aceste relații tensiunea $\underline{U}_{10}$ a nodului, se obține

$$\underline{U}_{10} = \frac{1}{\underline{Y}_{10} + \underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{13}} \left(\frac{P_1 - jQ_1}{\underline{U}_1^*} + \underline{Y}_{12}\underline{U}_{20} + \underline{Y}_{13}\underline{U}_{30} \right).$$

Pentru un nod oarecare i din rețea, expresia tensiunii va fi deci:

$$\underline{U}_{iO} = \frac{1}{\sum\limits_{k} \underline{Y}_{ik}} \left(\frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*} + \sum_{k} \underline{Y}_{ik} \underline{U}_{kO} \right).$$

Pentru o rețea cu N noduri, alegînd nodul *1* ca nod de echilibru, calculul celorlalte $(N-1)$ noduri, pe baza procedeului Seidel-Gauss, corespunde rezolvării unui sistem de ecuații cu mărimi complexe de forma

$$\underline{U}_{iO}^{(p)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_{iO}^{*(p-1)}} + \sum_{k=1}^{i-1} \underline{Y}_{ik} \underline{U}_{kO}^{(p)} + \sum_{k=i+1}^{N} \underline{Y}_{ik} \underline{U}_{kO}^{(p-1)} \right], \quad (3.102)$$

unde: $i \in \{2; N\}$; $\underline{Y}_{ii} = \sum\limits_{k=0}^{N} \underline{Y}_{ik}$ este termenul diagonal al matricei nodale $[\underline{Y}_n]$ și p este un indice afectat mărimilor de la iterația p. Se pune condiția ca $|\underline{U}_{iO}^{(p)} - \underline{U}_{iO}^{(p-1)}| \leqslant \varepsilon$ unde ε este aproximația cerută.

$$\underline{Y}_{ik} = \begin{cases} -(G_{ik} - jB_{ik}) \\ \sum\limits_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{N} (G_{ik} - jB_{ik}) - Y_{capi} \end{cases} \quad (3.103)$$

$$G_{ik} = \mathrm{Re}(1/\underline{Z}_{ik});$$

$$B_{ik} = -\mathrm{Im}(1/\underline{Z}_{ik}).$$

$\underline{Y}_{capi}$ este admitanța capacitivă rezultantă în nodul i.

Relațiile utilizate pentru calculul puterilor (curenților) de circulație pe laturi și a pierderilor de putere sînt (fig. 3.24):

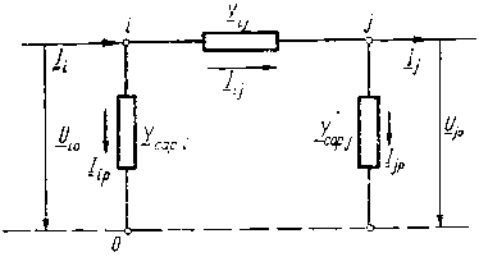


Fig. 3.24. Schema pentru calculul circulațiilor de curenți (puteri) într-o rețea electrică complex buclată.

— puterea pe ramura $i-j$, în capătul i

$$\underline{S}_{ij} = [(\underline{U}_i - \underline{U}_j)\, \underline{Y}_{ij}]^* \underline{U}_i;$$

— puterea rezultantă în nod

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = \sum_{j} \underline{S}_{ij};$$

— eroarea față de puterea impusă

$\underline{S}_i^0$ în nod este

$$\Delta \underline{S}_i = \underline{S}_i^0 - \underline{S}_i ;$$

— producția capacitivă a liniilor

$$q_c = \sum_i \underline{Y}_{cap_i} \underline{U}_{io}^2 ; \quad i \in \{1 ; N\} ;$$

— pierderile de putere în rețea $s = \pi + jq$;

$$\pi = \sum_{i=1}^{N} P_i ; \qquad q = \sum_{i=1}^{N} Q_i + q_c .$$

Pentru calculul regimurilor staționare ale rețelelor electrice de distribuție se fac următoarele remarci.

Pentru rețelele electrice de medie tensiune este satisfăcătoare alegerea în toate nodurile generatoare (sursă) a unei aceleiași valori (constantă) a tensiunii.

La calculul unei rețele de joasă tensiune trebuie însă să se completeze configurația și cu cea de pe partea de medie tensiune, deoarece mai multe posturi de transformare (noduri generatoare) sînt legate în cascadă pe un același cablu distribuitor. Aceasta implică existența unei căderi de tensiune între două noduri sursă consecutive legate pe același cablu distribuitor. Este adevărat că această cădere de tensiune este foarte mică, dar fiind date valorile mici ale admitanțelor cablurilor pe partea de joasă tensiune, aceasta poate determina anumite circulații de curenți, a căror cunoaștere poate deveni interesantă.

Corecțiile de tensiune din nodul k se fac succesiv, pornind de la primul nod sursă legat la cablu distribuitor și sînt date de relația

$$\underline{U}_{k0-jl} = \left(\frac{\underline{U}_{i0-jl}}{n_l} - \underline{I}_{ik} \underline{Z}_{ik} \right) n_l ,$$

în care n_l este raportul de transformare U_{jl}/U_{ml}; se adoptă ipoteza simplificatoare că toate transformatoarele care sînt racordate la un același cablu distribuitor au același raport de transformare;

$\underline{I}_{ik}$ — curentul care circulă pe partea de medie tensiune, între nodurile i și k;

$\underline{Z}_{ik}$ — impedanța legăturii $i-k$, pe partea de medie tensiune;

$\underline{U}_{i0-jl}$ — tensiunea primului nod sursă legat la un cablu distribuitor, pe partea de JT.

În ceea ce privește rețeaua de joasă tensiune, aceasta se calculează ca o rețea de rezistențe, neglijîndu-se reactanțele. Acest lucru este valabil avînd în vedere că, în general, rețelele buclate de joasă tensiune se construiesc în cablu subteran și unde rezistența cablului este determinantă. Considerarea în calcul numai a rezistențelor rețelei simplifică mult calculul regimului staționar.

Calculul regimurilor staționare ale rețelelor electrice de distribuție necesită un volum foarte mare de calcule avînd în vedere dezvoltarea ce au căpătat-o aceste rețele. De aici necesitatea utilizării calculatoarelor electronice și elaborării unor algoritme și programe de calcul corespunzătoare [29].

Pentru calculul rețelelor electrice de distribuție (radiale și buclate) se utilizează, în prezent, programe de calcul ce reprezintă un instrument de lucru foarte util la îndemîna proiectanților din unitățile de proiectare și inginerilor din exploatarea acestor rețele.

Se vor menționa cîteva din aceste programe de calcul elaborate de ICEMENERG, I.S.P.E. și de unele I.R.E.-uri și care au căpătat în prezent o utilizare mai largă.

Pentru calculul regimului electric permanent și al pierderilor de putere în rețelele radiale de joasă tensiune se utilizează :

— programul de calcul RERAD (REțea RADială) elaborat de ICEMENERG [31];
— programul RAJ elaborat de I.S.P.E.

Cu ajutorul acestor programe se pot stabili și secțiunile economice recomandate a se utiliza în cazul cînd pierderile de tensiune din rețea sînt mai mari decît cele indicate de norme.

Pentru calculul regimului permanent și al pierderilor de putere în rețelele radiale de medie tensiune se utilizează programul de calcul RAM, elaborat de I.S.P.E.

Pentru calculul regimului permanent, a încărcării posturilor de transformare, a pierderilor de putere și a curenților de scurtcircuit, în rețelele electrice de joasă tensiune strîns (complex) buclate, se folosește programul de calcul RETBUC (REȚea BUClată), elaborat de ICEMENERG.

Pentru determinarea punctelor optime de debuclare (după criteriul pierderilor minime) a unei rețele electrice de joasă tensiune strîns (complex) buclată, pentru o funcționare radială, cu calculul în continuare a regimului de funcționare a rețelelor radiale rezultate, se folosește programul de calcul BUCRAD (rețea BUClată cu funcționare RADială), elaborat de ICEMENERG [34].

Pentru optimizarea structurii unei rețele electrice de joasă tensiune se utilizează programele de calcul RETOPT (REȚea OPTimă) și PARED (Proiectarea Automată a Rețelelor Electrice de Distribuție), elaborate de ICEMENERG.

Programul CONSTEH (CONSumuri TEHnologice) a fost elaborat de I.S.P.E. și permite determinarea prin postcalcul a consumurilor proprii tehnologice, în elementele de rețea și a bilanțului normat pentru stațiile de transformare exploatate cu personal permanent.

În cadrul Întreprinderilor de rețele electrice au fost elaborate următoarele programe de calcul cu o utilizare mai largă :

Programul PIERDE — pentru calculul consumurilor proprii tehnologice de energie în rețelele radiale de medie tensiune, elaborat de I.R.E. — TIMIȘOARA.

Programele PIRED și PINTE — pentru calculul consumurilor proprii tehnologice de energie în rețelele de distribuție, respectiv de înaltă tensiune, aferente unei întreprinderi de rețele, elaborate de I.R.E. — TG. MUREȘ.

Programul ENERG elaborat de I.R.E.— IAȘI este conceput pentru determinarea consumului propriu tehnologic de energie electrică pe liniile electrice de joasă tensiune, ținînd seama de lungimea circuitului, numărul de abonați racordați la acest circuit și de energia consumată pe o perioadă de timp determinată.

Toate programele de calcul menționate se găsesc catalogate în biblioteca de programe cu specific energetic, denumită ELECTRA, aparținînd M.E.E., bibliotecă ce este implementată și la o serie de Centre teritoriale de calcul din țară.

3.2. DETERMINAREA NUMĂRULUI ŞI A PUTERII OPTIME A TRANSFORMATOARELOR DIN STAŢIILE ŞI POSTURILE DE TRANSFORMARE. DETERMINAREA NUMĂRULUI OPTIM DE DISTRIBUITOARE DE MT

3.2.1. DETERMINAREA NUMĂRULUI OPTIM DE TRANSFORMATOARE ÎN FUNCŢIUNE ŞI A OPTIMIZĂRII ÎNCĂRCĂRII ACESTORA

La determinarea numărului şi a puterii optime a transformatoarelor din staţiile şi posturile de transformare se caută obţinerea parametrilor cei mai convenabili din punct de vedere tehnic şi economic. În acest scop, este necesar să se întocmească un studiu bazat pe următoarele elemente:

— curba de sarcină zilnică pentru o zi de lucru şi pentru o zi de repaus, în perioadele caracteristice de vară şi de iarnă;

— curba de sarcină anuală;

— curba sarcinilor anuale clasate;

— sarcina maximă totală, dedusă din curbele de mai sus, la care se adugă pierderile în reţelele de joasă tensiune sau medie tensiune şi în transformatoare.

Numărul şi puterea trnsformatoarelor se determină în raport cu criteriile tehnico-economice şi de siguranţă în alimentarea consumatorilor.

Gradul de siguranţă necesar în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor conectaţi la o staţie sau post de transformare se obţine prin crearea unei rezerve în ce priveşte numărul şi puterea transformatoarelor instalate. În acelaşi scop se pot prevedea linii suplimentare de legătură cu barele altor staţii sau posturi de transformare.

Rezerva în ce priveşte numărul de transformatoare se realizează echipîndu-se staţia sau postul de transformare cu cel puţin două transformatoare, care pot fi legate la bare amîndouă sau numai unul singur (celălalt constituind aşa numita *rezervă rece*).

Staţii de transformare sau posturi cu un număr mai mare de transformatoare se construiesc rar, şi în general, nu criteriul siguranţei determină o astfel de soluţie.

Rezerva în ce priveşte puterea, rezultă din condiţia ca, în cazul avarierii unui transformator, unităţile care rămîn în funcţiune să poată asigura alimentarea mai departe a consumatorilor vitali.

Dacă există numai consumatori de categoria a treia sau dacă reţeaua de joasă tensiune pe care o alimentează postul de transformare respectiv are o configuraţie strîns buclată, atunci postul se echipează cu un singur transformator.

Investiții minime. Pentru realizarea unor investiții cît mai reduse, numărul de transformatoare instalate într-o stație sau post de transformare trebuie să fie minim. Pe lîngă faptul că pentru transformatoarele mai mari costul specific, în lei pe kilovoltamper este mai scăzut, micșorarea numărului de transformatoare simplifică schema electrică și prin aceasta, economisește aparatajul de comutare, de măsură și protecție etc.

Folosirea rațională a capacității de supraîncărcare a transformatoarelor permite reducerea puterii instalate și deci realizarea de economii.

Cheltuieli de exploatare minime. Cheltuielile de exploatare care se iau în considerare în calculul regimului optim de funcționare al transformatorului sînt datorate pierderilor de energie. Aceste pierderi se produc atît în transformator cît și în rețea, în timpul funcționării transformatorului.

$$\Delta P_T = \Delta P_0 + \Delta P_k,$$

în care: ΔP_0 sînt pierderile care apar la mersul în gol (în calcule se face aproximația că ele ar fi egale cu pierderile în fierul transformatorului: $\Delta P_0 = \Delta P_{Fe}$), în kW;

$\Delta P_k = \Delta P_{kn}\left(\frac{S}{S_{nT}}\right)^2$ — pierderile în înfășurările transformatorului, în kW;

ΔP_{kn} — pierderile la funcționarea în scurtcircuit (se face aproximația că ele ar fi egale cu pierderile în cuprul transformatorului: $\Delta P_{kn} = \Delta P_{Cu}$), în kW;

S_{nT} — sarcina nominală a transformatorului, în kVA.

Randamentul tranformatorului este maxim la sarcina dată de maximul expresiei

$$\eta = \frac{S}{S + \Delta P_T},$$

adică pentru $\Delta P_0 = \Delta P_k$, respectiv pentru

$$S = S_{nT}\sqrt{\frac{\Delta P_0}{\Delta P_{kn}}}.$$

Pierderile în rețea datorită transformatorului sînt cele corespunzătoare circulației puterii reactive Q absorbite de acesta, ele avînd expresia

$$K_Q Q = K_Q(\Delta Q_0 + \Delta Q_k),$$

în care: $\Delta Q_0 = S_{nT}\frac{I_0}{100}$ este puterea reactivă de magnetizare a transformatorului la tensiune constantă, în kvar;

$\Delta Q_k = \Delta Q_{kn}\left(\frac{S}{S_{nT}}\right)^2$ — puterea reactivă absorbită de reactanțele înfășurărilor transformatorului, în kvar;

I_0 — curentul de mers în gol al transformatorului, în %;

$\Delta Q_{kn} = S_{nT}\frac{u_k}{100}$ — puterea reactivă absorbită în reactanțele înfășurărilor transformatorului, la funcționarea în scurtcircuit, în kvar;

u_k — tensiunea de scurtcircuit a transformatorului, în %;

K_Q — echivalentul economic (energetic) al puterii reactive, adică puterea activă pierdută în rețea pentru transportul puterii reactive, în kW/kvar; valoarea lui K_Q depinde de locul în care sînt instalate transformatoarele, în raport cu sursele de putere reactivă. Acest coeficient se calculează sau se ia din tabele.

Pierderile totale se obțin prin însumarea pierderilor în transformator și în rețea

$$\pi = \Delta P_T + K_Q Q = \Delta P_0 + K_Q \Delta Q_0 + (\Delta P_{kn} + K_Q \Delta Q_{kn})\left(\frac{S}{S_{nT}}\right)^2.$$

sau

$$\pi = a + b S^2, \tag{3.104}$$

unde s-a notat:

$$a = \Delta P_0 + K_Q \Delta Q_0;\ b = (\Delta P_{kn} + K_Q \Delta Q_{kn})\frac{1}{S_{nT}^2}.$$

Ecuația (3.104) reprezintă o parabolă. Funcționarea optimă a unui transformator, din punnctul de vedere al pierderilor totale, corespunde sarcinii economice date de minimul expresiei

$$\eta = \frac{S_{ec}}{S_{ec} + \pi},$$

adică sarcina economică are expresia

$$S_{ec} = S_{nT}\sqrt{\frac{\Delta P_0 + K_Q \Delta Q_0}{\Delta P_{kn} + K_Q \Delta Q_{kn}}}. \tag{3.105}$$

În cazul în care sarcina stației sau postului de transformare suferă variații mari, pentru obținerea unui regim de funcționare cît mai favorabil din punctul de vedere al pierderilor totale, este recomandabil să se instaleze mai multe transformatoare.

Sarcinile la care vor fi conectate diversele unități pot fi stabilite grafic sau analitic.

P e c a l e g r a f i c ă, se trasează parabolele $\pi_n = a_n + b_n S^2$ pentru fiecare transformator și parabolele $\pi_e = a_e + b_e S^2$ pentru combinații de 2, 3, . . . ,n transformatoare. Punctele de intersecție a curbelor celor mai apropiate de axa absciselor (a sarcinilor) corespund sarcinilor la care trebuie să fie conectate, respectiv deconectate transformatoarele. Se va ține seama însă de faptul că nu este recomandabilă deconectarea unui transformator pentru un timp prea scurt (sub 2—3 h).

În fig. 3.25 este reprezentat un asemenea grafic, pentru o stație de transformare cu două unități, de 25 și 40 MVA.

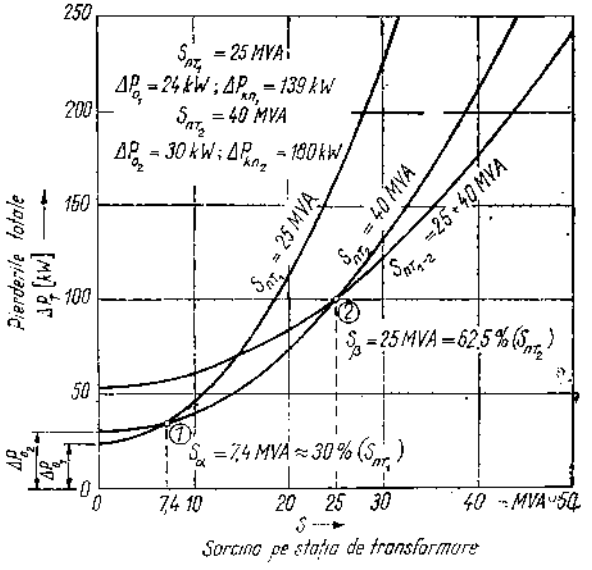


Fig. 3.25. Diagrama de funcționare optimă a unei stații de transformare cu două transformatoare, de 25 și 40 MVA.

P e c a l e a n a l i t i c ă, se vor examina două cazuri particulare, destul de des întîlnite în practică:

a. Cazul unei stații sau post de transformare cu două transformatoare caracterizate din punctul de vedere al pierderilor prin relația

$$\pi_1 = a_1 + b_1 S^2;\ \pi_2 = a_2 + b_2 S^2;\ \pi_{12} = a_{12} + b_{12} S^2,$$

unde π_1, π_2, π_{12} sînt, respectiv pierderile totale ale primului, al celui de al doilea și al ambelor transformatoare funcționînd împreună. Se presupune că transformatorul *1* are pierderi mai mici decît transformatorul *2*.

Conectarea în paralel a transformatoarelor este avantajoasă începînd de la sarcina pentru care pierderile sînt egale

$$\pi_1 = \pi_{12},$$

$$S_{ec} = \sqrt{\frac{a_{12} - a_1}{b_1 - b_{12}}}.$$

În cazul unei stații de transformare de IT/MT cu transformatoare de puteri unitare diferite, fie ele S_{nT_1} și S_{nT_2}, în megavoltamperi ($S_{nT_2} > S_{nT_1}$) și ținînd seama numai de pierderile din transformatoare ΔP_0 și ΔP_{kn}, regimul de funcționare optim va fi următorul:

— La sarcini mici pînă la atingerea valorii S_α se va funcționa numai cu transformatorul S_{nT_1}.

— Transformatorul de putere mai mare S_{nT_2} se va conecta, deconectîndu-se transformatorului S_{nT_1}, cînd sarcina S_α va atinge valoarea dată de relația

$$S_\alpha = S_{nT_1} \sqrt{\frac{\Delta P_{0_2} - \Delta P_{0_1}}{\Delta P_{kn_1} - \Delta P_{kn_2}\left(\frac{S_{nT_1}}{S_{nT_2}}\right)^2}} \text{ [MVA]},$$

în care prin indicele *1* și *2* s-au diferențiat pierderile în cele două transformatoare S_{nT_1}, respectiv S_{nT_2}.

— Funcționarea în paralel a celor două transformatoare se va face de la sarcina S_β dată de relația

$$S_\beta = S_{nT_2} \sqrt{\frac{\Delta P_{0_1}}{\Delta P_{kn_2} - (\Delta P_{kn_1} + \Delta P_{kn_2})\left(\frac{S_{nT_2}}{S_{nT_1} + S_{nT_2}}\right)^2}} \text{ [MVA]}.$$

b. Cazul cînd în stația de IT/MT sau în postul de transformare de MT/JT se găsesc în funcțiune N transformatoare de putere egală, conectarea celei de a $N+1$ unități de aceiași putere cu celelalte este avantajoasă începînd de la sarcina totală pe stație (post) $S_{tot\,ec}$ care se calculează în felul următor:

Cînd sarcina este distribuită pe N transformatoare identice, conectate în paralel, pierderile totale de putere sînt

$$(\Delta P_T)_{N_1} = N\,\Delta P_0 + \alpha^2 \frac{\Delta P_{kn}}{N} \text{ [kW]},$$

unde coeficientul de încărcare α corespunde sarcinii totale pe stație (post) adică

$$\alpha = \frac{I_{tot}}{I_{nT}} = \frac{S_{tot}}{S_{nT}},$$

iar ΔP_0 și ΔP_{kn} sînt pierderile în gol, respectiv pierderile în scurtcircuit ale unui transformator, în kW.

La conectarea celui de al $N+1$ transformator pierderile totale de putere vor fi

$$(\Delta P_T)_{N+1} = (N+1)\Delta P_0 + \alpha^2 \frac{\Delta P_{kn}}{N+1} \text{ [kW]}.$$

Conectarea celei de a $N+1$ unități devine economică începînd de la o sarcină totală $S_{tot\ ec}$ pentru care pierderile de putere în cele două cazuri sînt egale $[(\Delta P_T)_N = (\Delta P_T)_{N+1}]$ și se calculează cu relația

$$S_{tot\ ec} = S_{nT} \sqrt{N(N+1)\frac{\Delta P_0}{\Delta P_{kn}}} \text{ [MVA]}. \qquad (3.106a)$$

Dacă se ține seama și de puterea reactivă absorbită de reactanțele înfășurărilor transformatorului, vom avea

$$S_{tot\ ec} = S_{nT} \sqrt{N(N+1)\frac{\Delta P_0 + K_Q \Delta Q_0}{\Delta P_{kn} + K_Q \Delta Q_{kn}}} \text{ [MVA]}. \qquad (3.106b)$$

În cazul în care se consideră numai sarcina unui transformator atunci calculul se face în felul următor:

Pierderile de putere în cele N transformatoare cînd fiecare transformator este încărcat la o sarcină S, sînt

$$(\Delta P_T)_N = N\Delta P_0 + N\Delta P_{kn}\left(\frac{S}{S_{nT}}\right)^2 \text{ [kW]}.$$

La conectarea celei de a $N+1$ unități pierderile totale vor fi

$$(\Delta P_T)_{N+1} = (N+1)\Delta P_0 + (N+1)\Delta P_{kn}\left[\frac{N}{N+1}\cdot\frac{S}{S_{nT}}\right]^2 \text{ [kW]}.$$

Coeficientul economic de încărcare al fiecărui transformator va fi în acest caz

$$\alpha_{ec} = \frac{S_{ec}}{S_{nT}} = \sqrt{\left(1+\frac{1}{N}\right)\frac{\Delta P_0}{\Delta P_{kn}}}.$$

Considerarea lui K_Q conduce la următoarele concluzii:

— dacă $\frac{\Delta P_0}{\Delta P_{kn}} < \frac{\Delta Q_0}{\Delta Q_{kn}}$, valoarea sarcinii economice este cu atît mai mare cu cît K_Q este mai mare;

— dacă $\frac{\Delta P_0}{\Delta P_{kn}} = \frac{\Delta Q_0}{\Delta Q_{kn}}$, încărcarea economică nu depinde de K_Q;

— dacă $\frac{\Delta P_0}{\Delta P_{kn}} > \frac{\Delta Q_0}{\Delta Q_{kn}}$, sarcina limită economică este cu atît mai mică cu cît K_Q este mai mare.

În tabelul 3.2 sînt indicate valorile lui K_Q pentru calcule aproximative de stabilire a regimului economic al transformatoarelor.

Tabelul 3.2

Valorile echivalentului economic al puterii reactive K_Q

Caracteristicile locului de instalare a transformatorului în cadrul sistemului	K_Q, în kW/kvar	
	La încărcările maxime ale sistemului	La încărcările minime ale sistemului
Transformatoare alimentate direct de la barele centralelor	0,02	0,02
Transformatoare de 6—10—20 kV alimentate direct de la barele centralelor, la tensiunea generatoarelor	0,07	0,04
Transformatoare de 6—10—20 kV alimentate din stații de transformare din sistem	0,15	0,1
Transformatoare alimentate de la rețelele electrice a căror sarcină reactivă este compensată prin condensatoare sau compensatoare statice sau sincrone	0,05	0,03
Transformatoare coboritoare de 20—110 kV alimentate de la rețeaua de transport	0,1	0,06

Cu ajutorul *curbei sarcinilor anuale clasate* și al programului de conectare, stabilit pe baza indicațiilor de mai sus, se poate trece la evaluarea pierderilor de energie electrică datorate transformatoarelor dintr-o stație sau post de transformare:

$$\sum \Delta w_T = [\sum_k a_k + S_1^2 \sum_k b_k] T_1 + [\sum_k a_{k+1} + S_2^2 \sum_k b_{k+1}] T_2 + \ldots +$$

$$+ [\sum_k a_{k+p} + S_{p+1}^2 \sum_k b_{k+p}] T_{p+1} \text{ [MWh]}, \qquad (3.107)$$

unde: $T_0 + T_1 + T_2 + \ldots + T_{p+1} = 8\,760$ h;

$\Sigma a_k, \Sigma a_{k+1}, \ldots, \Sigma a_{k+p}$ sînt pierderile de mers în gol ale transformatoarelor conectate în paralel, timp de respectiv $T_1, T_2, \ldots, T_{p+1}$, în h;

$\Sigma b_k, \Sigma b_{k+1}, \ldots, \Sigma b_{k+p}$ — pierderile de scurtcircuit, raportate la pătratul sarcinii nominale ale transformatoarelor

conectate în paralel, timp de respectiv $T_1, T_2, \ldots, T_{p+1}$, în h;

$S_1, S_2, \ldots, S_{p+1}$ —sarcinile care corespund pe curba sarcinilor anuale clasate duratelor $T_1, T_2, \ldots, T_{p+1}$, în MVA;

T_0 —timpul în care toate transformatoarelor sînt deconectate, în h.

Pentru optimizarea încărcării transformatoarelor din stații și posturi de transformare trebuie calculat randamentul optim al transformatorului.

Randamentul optim la un transformator se poate calcula cu relația:

$$\eta_{tc} = \frac{(\Delta P_0 + K_Q \Delta Q_0) T_f + (\Delta P_{kn} + K_Q \Delta Q_{kn}) \tau \left(\frac{S}{S_{nT}}\right)^2}{S \cos\varphi T_{max\,S}}, \quad (3.108)$$

în care în afara notațiilor de mai sus mai intervin: T_f este timpul calendaristic al anului, egal cu 8760 h; $T_{max\,S}$ — timpul de utilizare al puterii aparente maxime consumate, în h/an; τ—timpul anual de pierderi maxime în h/an.

Pentru a afla puterea optimă la care trebuie să funcționeze un transformator se derivează expresia (3.108) în raport cu S

$$\frac{\partial \eta_{tc}}{\partial S} = 0,$$

de unde rezultă

$$S_{opt} = \sqrt{\frac{T_f}{\tau}} \sqrt{\frac{\Delta P_0 + K_Q \Delta Q_0}{\Delta P_{kn} + K_Q \Delta Q_{kn}}} \text{ [MVA]}. \quad (3.109)$$

La un transformator de caracteristici constructive date, în expresia lui S_{opt} rămîn doi termeni care au caracter de parametri și anume τ și K_Q.

Pentru τ se obține o valoare îmbunătățită prin mărirea duratei de utilizare a puterii maxime $T_{max\,S}$ la o energie dată, iar pentru K_Q se obține o valoare îmbunătățită prin compensarea puterii reactive.

Randamentul transformatoarelor din stații sau posturi se poate ridica prin următoarele căi:

— mărirea încărcării transformatoarelor pînă la sarcina optimă, lucru ce se poate realiza prin: interschimbarea transformatoarelor cu unități care să corespundă sarcinilor, scoaterea de sub tensiune a unui transformator în stațiile cu două unități;

— reducerea la minim a echivalentului energetic K_Q prin aplicarea rațională a compensării puterii reactive;

— mărirea duratei de utilizare a puterii maxime prin aplatisarea curbei de sarcină;

— înlocuirea transformatoarelor de construcție veche cu pierderi mari, cu altele cu pierderi mici.

3.2.2. DETERMINAREA PUTERII OPTIME A TRANSFORMATOARELOR DE DISTRIBUȚIE PE CRITERII ECONOMICE ȘI VERIFICAREA CAPACITĂȚII DE SUPRAÎNCĂRCARE TEMPORARĂ, ACCIDENTALĂ SAU PERIODICĂ A ACESTORA

Determinarea puterii optime a transformatoarelor de distribuție pe criterii economice. Determinarea puterii optime a transformatoarelor de distribuție pe criterii economice se referă la toate treptele de putere nominală ale unei serii de transformatoare concepute pe baza unui sistem unitar de premise.

Pentru aceasta se va considera, conform teoriei generale a transformatoarelor, că materialul activ dintr-o aceeași serie de transformatoare, rspectiv pierderile de mers în gol și pierderile de scurtcircuit se grupează în general în jurul unei caracteristici care variază cu putere aparentă nominală a transformatorului la puterea 3/4, fiind de forma $y = aS_{nT}^{3/4}$.

Se va considera în mod similar că și costul transformatoarelor urmează aceeași lege de variație.

În unele cazuri se poate considera că această lege de variație este liniară, de forma $y = a_0 + a_1 S_{nT}$.

În țara noastră ca și în multe alte țări, raportul dintre treptele succesive de puteri nominale ale seriei de transformatoare de IT/MT și MT/JT are o valoare de ordinul $1{,}6 \approx (10)^{1/5}$.

Există firme constructoare din unele țări care au adoptat ca raport valoarea $1{,}25 = (10)^{1/10}$.

Seria de transformatoare de MT/JT de la noi din țară, tip TTU—NL este: 100; 160; 250; 400; 630; 1000; 1600 kVA, iar cele de 110 kV de tip TTUS—NS sînt de: 10; 16; 25; 40; 63; 100; 160 MVA.

Pentru determinarea puterii optime a unui transformator de distribuție, respectiv stabilirea valorilor inițiale $k_{V_i} = S_{max_i}/S_{nT}$ pentru primul an de exploatare ale încărcărilor la vîrful anual de sarcină se pot utiliza de regulă trei criterii de optimizare și anume:

— *cheltuielile totale actualizate minime* CTA, în care se ia în considerare atît costul transformatorului cît și cel al consumurilor proprii tehnologice. Un caz particular îl constituie minimizarea cheltuielilor anuale de calcul în care nu se ține seama de actualizare;

— *costul minim al pierderilor de putere și energie* CPW, termenul referitor la costul transformatorului fiind considerat nul;

— *pierderile minime de energie în exploatare* CW.

Criteriul cel mai general și mai des folosit pentru determinarea puterii optime a unui transformator este însă criteriul cheltuielilor totale actualizate minime CTA.

Încărcările economice ale unui transformator se vor determina luînd în considerare o creștere dinamică a vîrfului anual de sarcină α.

La un transformator de distribuție se definește o perioadă de exploatare economică care reprezintă numărul de ani pînă cînd gradul său de încărcare maxim se mărește de circa 1,6 ori față de valoarea inițială,

considerată optimă din punct de vedere economic, pentru primul an după instalare.

Numărul n de ani al unuia din aceste intervale de folosire economică a transformatorului depinde de valoarea creșterii dinamicii vîrfului anual de sarcină în perioada respectivă și poate fi determinat cu ajutorul relației

$$(1+\alpha)^n = 1{,}6, \tag{3.110}$$

în care α este un coeficient care ia în considerare dinamica sarcinii în perioada considerată.

a. Cheltuielile totale actualizate CTA determinate de procurarea, montarea și exploatarea unui transformator, la un anumit regim de încărcare, pe o perioadă de n ani, se pot determina cu relația

$$\mathrm{CTA}_n = \frac{T_n}{T_{30}}\left[C^T + c_0 \Delta P_0 + c_k \Delta P_{kn}\left(\frac{S_{max_i}}{S_{nT}}\right)^2\right], \tag{3.111}$$

unde:

$$c_0 = \gamma_{ac} + c_{cpt} T_f\, T_{30}; \tag{3.112}$$

$$c_k = \gamma_{ac} + c_{cpt}\, \tau\, T_{30} m_\alpha; \tag{3.113}$$

în care: CTA_n sînt cheltuielile totale actualizate însumate pe o perioadă de n ani de funcționare, în lei;

T_n este mărimea actualizată a unei durate de serviciu de n ani și are semnificația unei durate calendaristice de calcul cu ajutorul căreia o cheltuială actualizată totală poate fi determinată prin simpla multiplicare cu valoarea cheltuielilor anuale considerate de-a lungul celor n ani și are valoarea

$$T_n = \sum_{i=1}^{n} (1+a)^{-i} = \frac{1}{a}\left[1 - \frac{1}{(1+a)^n}\right].$$

Avînd în vedere că duratele de serviciu pentru rețelele de distribuție sînt normate în Decretul nr. 393/1976 al Consiliului de Stat, rezultă că pentru o perioadă de 30 ani, cît reprezintă durata de serviciu normată pentru transformatoare și o rată anuală de actualizare $a=8\,\%$, valoarea $T_{30}= 11{,}25$ ani;

C^T — costul transformatorului, inclusiv manopera de montare a lui, în lei;

c_0 — costul în valori actualizate al unei unități de pierderi de putere în fier pe o durată de n ani de funcționare și are expresia din (3.112), în lei/kW;

ΔP_0 —pierderile de mers în gol ale transformatorului, în kW;

c_k —costul în valori actualizate al unei unități de pierderi de putere în scurtcircuit și în ipoteza unei rate α de creștere a vîrfului anual de sarcină și are expresia din (3.113), în lei/kW;

ΔP_{kn} —pierderile la funcționarea în scurtcircuit, în kW (transformatorul funcționînd la sarcina nominală);

γ_{ac} —costul specific al puterii instalate în centrala de echivalare de bază, în valori actualizate, în lei/kW;

c_{cpt} —costul specific mediu pe sistem al kilowattorei de pierderi, calculat la nivelul postului de transformare de MT/JT sau de IT/MT, în lei/kWh;

τ —timpul anual de pierderi a cărei valoare poate fi luată din diagrame sau calculată cu relația

$$\tau = 8760(0{,}124 + T_{max}10^{-4})^2 \text{ [h]},$$

în care T_{max} este timpul anual de utilizare a puterii maxime.

Pentru calculul timpului τ, în cazul transformatoarelor se poate utiliza relația care dă rezultate mai exacte

$$\tau = 8760(0{,}083\, k_{um} + 1{,}036\, k_{um}^2 + 0{,}12\, k_{um}^3),$$

în care k_{um} este coeficientul de utilizare a puterii maxime;

$k_{um} = \dfrac{P_{med}}{P_{max}} = \dfrac{T_{max}}{T_f}$, iar $T_f = 8760$ (h/an).

$\tau = \tau^* T_f$, în care τ^* este factorul de pierderi relativ.

m_α —multiplicator de sarcină și are valoarea

$$m_\alpha = \frac{1}{1+a)T_n} \cdot \sum_{i=0}^{n-1} \frac{(1+\alpha)^{2i}}{(1+a)^i},$$

în care α este rata de creștere a vîrfurilor anuale în perioada respectivă. Pentru o rată de creștere $\alpha = 0$ și o durată $n = 30$ ani, multiplicatorul $m_\alpha = 1$;

S_{max_i} —valoarea sarcinii maxime inițiale, din primul an de exploatare al transformatorului, în kVA;

S_{nT} —puterea nominală a transformatorului, în kVA.

Pierderile de mers în gol ΔP_0, pierderile în scurtcircuit ΔP_{kn} și costul transformatorului C^T din relația (3.111) se pot înlocui, conform ipotezei prezentate în funcție de niște valori specifice raportate la sarcina nominală a transformatorului la puterea 3/4, astfel

$$\Delta p_0 = \Delta P_0 / S_{nT}^{3/4}; \tag{3.114a}$$

$$\Delta p_{kn} = \Delta P_{kn} / S_{nT}^{2/4}; \tag{3.114b}$$

$$c^T = C^T / S_{nT}^{3/4}. \tag{3.114c}$$

Înlocuind valorile din (3.114) în relația (3.111) se obține:

$$\mathrm{CTA}_n = \frac{T_n}{T_{30}}\left[(c^T + c_0\,\Delta p_0)S_{nT}^{3/4} + c_k\,\Delta p_{kn}\frac{S_{max\,i}^2}{S_{nT}^{5/4}}\right]. \qquad (3.115)$$

Pentru a determina puterea nominală optimă la care s-ar obține minimul cheltuielilor totale actualizate, se derivează expresia (3.115) în funcție de S_{nT} și se obține:

$$\frac{\partial(\mathrm{CTA}_n)}{\partial S_{nT}} = \frac{1}{4\,S_{nT}^{1/4}}\left[3(c^T + c_0\,\Delta p_0) - 5c_k\,\Delta p_{kn}\left(\frac{S_{max\,i}}{S_{nT}}\right)^2\right] = 0. \qquad (3.116)$$

Încărcarea optimă la vîrful anual de sarcină rezultă

$$k_{V_i} = \frac{S_{max\,i}}{S_{nT}^{opt}} = \sqrt{\frac{3}{5}\frac{c^T + c_0\,\Delta p_0}{c_k\,\Delta p_{kn}}}. \qquad (3.117)$$

Avînd în vedere relațiile (3.112) și (3.113) se obține în final următoarea relație de calcul a încărcărilor inițiale optime la vîrful anual de sarcină

$$k_{V_i} = 0{,}775\sqrt{\frac{c^T + \Delta p_0\,(\gamma_{ac} + c_{cpt}T_f T_{30})}{\Delta p_{kn}(\gamma_{ac} + c_{cpt}\tau\,T_{30}m_\alpha)}}. \qquad (3.118)$$

Pentru seria actuală de transformatoare fabricate în țară, valoarea încărcării maxime finale, în aprecierea căreia devine indicată înlocuirea cu o treaptă de putere imediat superioară, se determină prin

$$k_{V_f} = 1{,}6\,k_{V_i}. \qquad (3.119)$$

Cu ajutorul relației (3.118) și a parametrilor actualei serii de transformatoare în ulei TTU—NL pentru posturile de MT/JT, au fost calculate încărcările economice inițiale, pentru vîrfurile anuale în creștere cu o rată $\alpha = 2-10\,\%$ și diferite valori ale costului kilowattorei de pierderi c_{cpt}, așa cum rezultă din fig. 3.26.

După cum se poate vedea din diagramă, toate caracteristicile diferitelor valori specifice ale costului kilowattorei de pierderi c_{cpt}, trec printr-un același punct D, în care derivata $\dfrac{\partial k_V}{\partial c_{cpt}} = 0$.

De aici se poate determina abscisa și ordonata punctului D.

Abscisa punctului D este

$$\tau_D = \frac{\Delta p_0\,\gamma_{ac}\,T_f}{c^T + \Delta p_0\,\gamma_{ac}}. \qquad (3.120)$$

Valoarea ordonatei punctului D se obține din relația (3.118) pentru costul specific al pierderilor $c_{cpt} = 0$:

$$k_{V_D} = 0{,}775 \sqrt{\frac{c^T + \Delta p_0 \gamma_{ac}}{\Delta p_{kn} \gamma_{ac}}}. \tag{3.121}$$

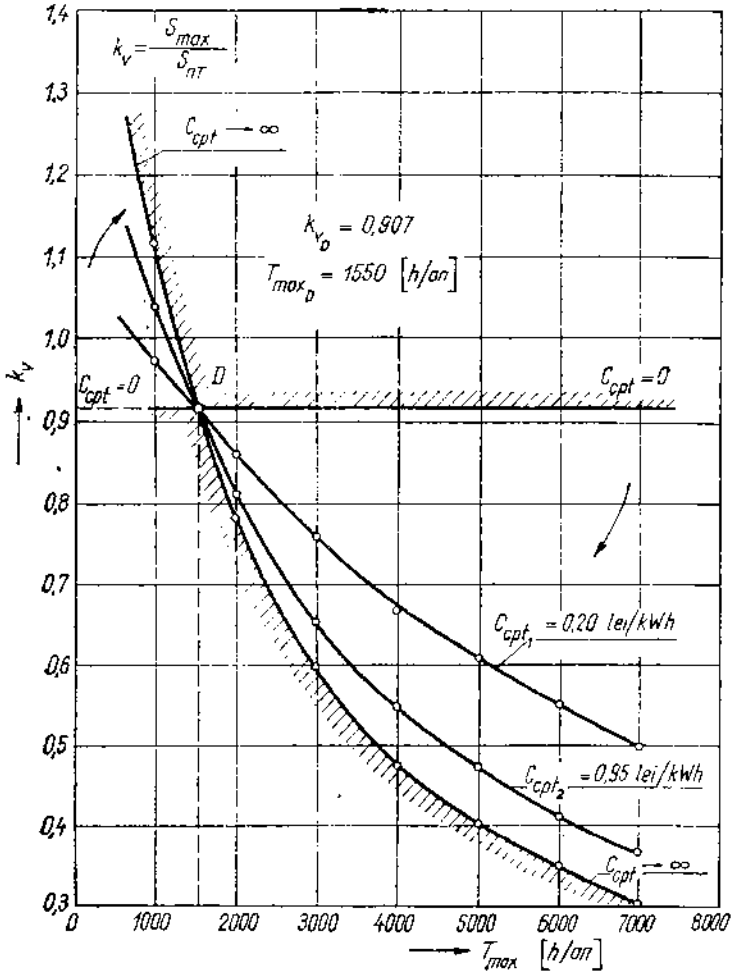


Fig. 3.26. Încărcările economice pentru vîrful anual de sarcină, în creștere cu o rată $\alpha = 2-10\,\%$, pentru seria de transformatoare de distribuție, tip TTU și diferite valori ale costului kWh de pierderi.

Datele pentru k_{V_D} și τ_D se obțin înlocuind parametri din relațiile respective cu valori numerice.

Odată cu creșterea costului specific al pierderilor de energie c_{cpt} gradul optim de încărcare la vîrf scade sau crește după cum numărul anual de ore de utilizare al puterii maxime este mai mare sau mai mic decît T_{max_D} definit de relația (3.122):

$$T_{max_D} = 10^4 \sqrt{\frac{\tau_D}{8760}} - 1240. \tag{3.122}$$

În ipoteza unui minim de cheltuieli totale actualizate domeniul teoretic de variație a încărcării optime la vîrf din fig. 3.26 este mărginit de două caracteristici limită. Una dintre caracteristici corespunde costului kilowattorei de pierderi egală cu zero ($c_{cpt} = 0$) și este reprezentată de dreapta definită de relația (3.121). Cea de a doua caracteristică limită corespunde unui cost specific al pierderilor de energie care tinde să devină infinit de mare. În această ipoteză, relația (3.118) devine

$$k_v = 0{,}775 \sqrt{\frac{\Delta p_0 T_f}{\Delta p_{kn} \tau m_\alpha}}. \tag{3.123}$$

Pe lîngă cele două caracteristici care delimitează domeniul minimului cheltuielilor totale actualizate (fig. 3.26) s-au mai trasat două caracteristici care corespund la două costuri diferite ale kilowattorei de pierderi $c_{cpt} =$ $= 0{,}20$ lei/kWh și $c_{cpt} = 0{,}95$ lei/kWh.

După cum se poate constata din fig. 3.26, caracteristica ce a fost calculată cu costul actual al kilowattorei de pierderi, respectiv cu $c_{cpt} =$ $= 0{,}95$ lei/kWh, se situează destul de aproape de caracteristica limită. O valoare și mai ridicată pentru c_{cpt} nu ar mai influența substanțial valorile coeficienților de încărcare optimă ale transformatoarelor de distribuție.

Puterea nominală optimă a unui transformator se deduce din relația (3.117). În ipoteza în care puterea optimă a unui transformator determinată cu relația (3.117) ar rezulta la egală distanță între două trepte succesive ale scalei de puteri nominale standardizate, se pune problema la care valoarea trebuie să se oprească atunci cînd se alege un transformator de distribuție. De asemenea, dacă S_{nT}^{opt} ar rezulta foarte apropiat de o valoare standardizată și totuși s-ar alege o altă treaptă — imediat superioară sau inferioară celei care ar fi normal să se utilizeze, trebuie să se cunoască ce cheltuieli suplimentare sînt antrenate în aceste cazuri.

Dacă se notează cu r raportul dintre puterea teoretică optimă ce ar rezulta pentru un transformator după criteriul cheltuielilor totale actualizate și puterea standardizată S_{nT} ce ar trebui aleasă, atunci

$$r = \frac{S_{nT}^{opt}}{S_{nT}}.$$

Ca urmare

$$\frac{S_{max\,t}}{S_{nT}} = r k_{v_t}. \tag{3.124}$$

După alegerea unei valori din scala puterilor nominale standardizate, folosind relația (3.124) se determină mărimea factorului r.

Dacă se notează cu C^T_{opt} costul transformatorului optim la puterea rezultată S^{opt}_{nT}, costul transformatorului C^T la puterea S_{nT} rezultă

$$C^T = \frac{C^T_{opt}}{r^{3/4}}.$$

Pentru o anumită serie de transformatoare valoarea optimă a cheltuielilor totale actualizate, în ipoteza unui cost specific al pierderilor dat c_{cpt}, se obține pentru $r = 1$.

$$\frac{\mathrm{CTA}_{opt}}{C^T_{opt}} = 1{,}6\left(1 + \frac{c_0\,\Delta p_0}{c^T}\right).$$

În toate cazurile practice soluția cea mai economică o reprezintă utilizarea transformatorului cu puterea nominală cea mai apropiată de valoarea teoretică S^{opt}_{nT}.

Cînd se utilizează transformatoare care diferă cu cel mult o jumătate de treaptă față de optimul teoretic, de regulă creșterea cheltuielilor totale nu va depăși 2—3%.

Dacă S^{opt}_{nT} ar rezulta foarte apropiat de o valoare standardizată și s-ar alege în schimb o treaptă imediat superioară sau inferioară, atunci cheltuielile totale actualizate ar crește cu circa 10—12%.

b. Costul minim al pierderilor de putere și de energie CPW, care reprezintă un alt criteriu de optimizare, se obține dacă în relația (3.118) se face abstracție de costul specific de investiții în transformatoare, obținîndu-se relația

$$k^{\mathrm{CPW}}_{V_i} = 0{,}775\sqrt{\frac{\Delta p_0(\gamma_{ac} + c_{cpt}\,T_f\,T_{30})}{\Delta p_{nk}(\gamma_{ac} + c_{cpt}\,\tau\;T_{30}\,m_\alpha)}}. \qquad (3.125)$$

c. Pierderile minime de energie în exploatare CW se obțin plecînd de la expresia pierderilor de energie pe durata de n ani de exploatare ai unuia din intervalele de folosire economică a unui transformator

$$\Delta W_a = n\left[\Delta P_0\;T_f + \Delta P_{kn}\;\tau\;m'_\alpha\left(\frac{S_{max\,t}}{S_{nT}}\right)^2\right], \qquad (3.126)$$

în care m'_α este un multiplicator care ține seama de creșterea vîrfurilor de sarcină cu o rată anuală α, cînd nu se pune problema actualizărilor și este dat de relația

$$m'_\alpha = \frac{1}{n}\sum_{i=0}^{n-1}(1 + \alpha)^{2i}.$$

Parcurgînd etapele corespunzătoare relațiilor (3.115) și (3.116) se obține relația de calcul a încărcării economice pentru primul an de exploatare, în ipoteza unui minim al pierderilor de energie în exploatare

$$k_{V_1}^{CW} = 0{,}775 \sqrt{\frac{\Delta p_0 T_f}{\Delta p_{kn} \tau m'_\alpha}}. \qquad (3.127)$$

Relația (3.127) este echivalentă cu (3.123), cu singura deosebire că în relația (3.127) nu se ține seama de problema actualizărilor.

Pentru a putea determina puterea optimă a unui transformator după metoda cheltuielilor totale actualizate minime, trebuie să se stabilească mai întîi valorile coeficientului optim de încărcare la vîrf k_{V_1} pentru primul an de exploatare.

Pentru un transformator de MT/JT aceste valori au fost trecute în diagrama din fig. 3.27, în funcție de timpul de utilizare a puterii maxime

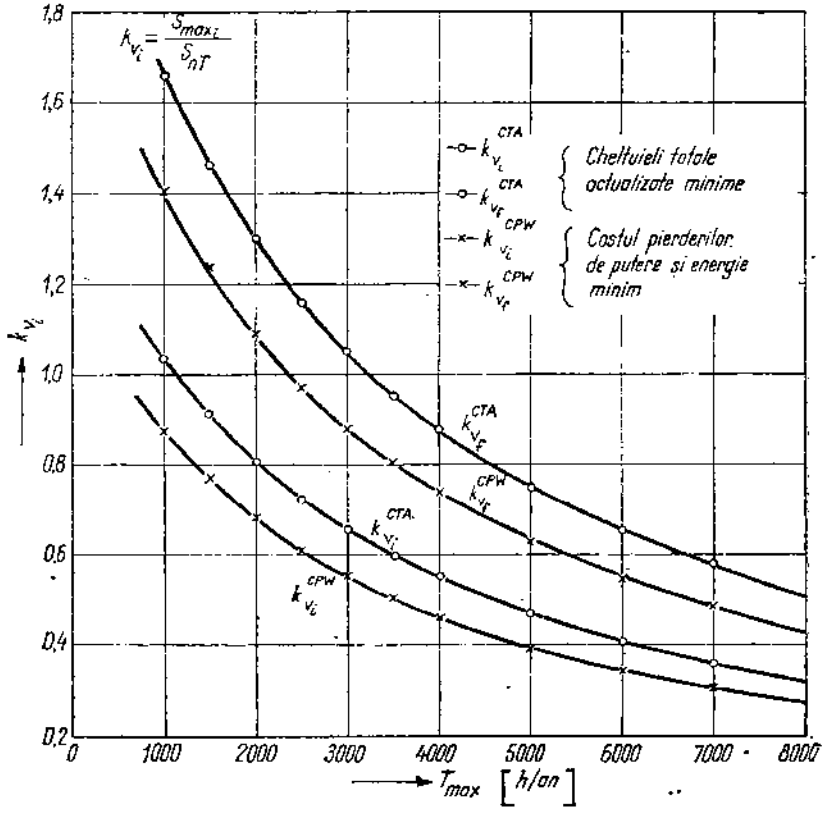


Fig. 3.27. Încărcările economice pentru vîrfurile anuale de sarcină, în creștere cu o rată $\alpha = 2-10\%$ pentru seria de transformatoare de distribuție, tip TTU și două criterii de optimizare.

anuale T_{max} și au fost determinate pe baza relației (3.118), în care s-au considerat următoarele date de calcul:

Pentru valorile lui c^T, Δp_0 și Δp_{kn}, conform relației (3.114), s-au utilizat curbele din fig. 3.28, ce au fost trasate după datele recente scoase din cataloage, obținîndu-se valorile orientative: $c^T = 442$ lei/kVA$^{3/4}$; $\Delta p_0 = 11{,}1 \cdot 10^{-3}$ kW/kVA$_{3/4}$; $\Delta p_{kn} = 71{,}5 \cdot 10^{-3}$ kW/kVA$^{3/4}$.

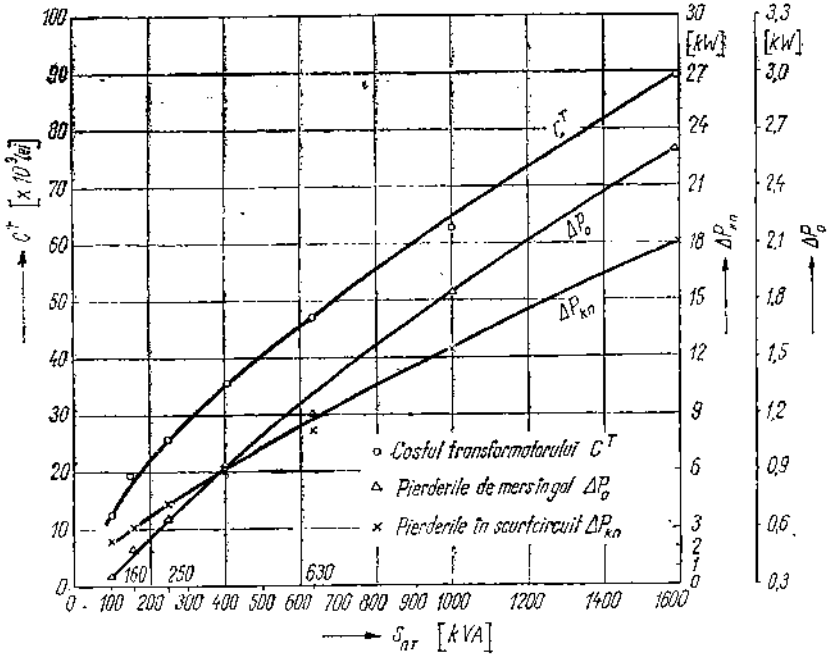


Fig. 3.28. Variația costurilor specifice, a pierderilor de mers în gol și a celor în scurtcircuit pentru seria de transformatoare de MT/JT, tip TTU — NL.

Pentru ceilalți parametri s-au luat în considerare următoarele valori orientative: $\gamma_{ac} = 5100$ lei/kW; $c_{opt} = 0{,}95$ lei/kWh.

Pentru rata de creștere a vîrfurilor anuale de sarcină α și respectiv durata n de ani de folosire a unui transformator în același post de transformare, care variază în limite foarte largi, valorile multiplicatorului m_α au un domeniu de variație restrîns. Din acest motiv pentru seria de transformatoare TTU—NL care au puterile nominale în raportul 1,6 s-a adoptat valoarea constantă $m_\alpha = 1{,}47$. Cînd sarcina este constantă în timp $m_\alpha = 1$.

În diagrama din fig. 3.27 s-au mai trasat și valorile lui k_{Vi}^{CPW} și k_{Vj}^{CPW} calculate prin metoda costului minim al pierderilor de putere și de energie CPW. După cum se poate constata din diagramă, valorile inițiale ale încărcărilor economice la vîrf, pentru actuala serie de transformatoare cu ulei, în ipoteza minimizării costului pierderilor de putere și de energie

rezultă cu circa 25% mai mici decît în ipoteza cheltuielilor totale actualizate minime.

Se menționează faptul că valorile parametrilor ce intră în formulele de optimizare trebuie continuu actualizate, avînd în vedere că costul petrolului pe piața mondială înregistrează în prezent creșteri foarte mari.

În normativul PE 145/79 privind stabilirea puterilor nominale economice pentru transformatoarele cu ulei, din posturi, aprobat cu Ordinul M.E.E. nr. 1001/79, se prevede ca valorile optime a coeficientului de încărcare maximă k_{V_i}, pentru primul an de exploatare, să fie următoarele:

— pentru posturile de transformare de distribuție urbană și rurală $k_{V_i} = 0{,}65$;

— pentru posturile industriale se adoptă următoarele valori, în funcție de duratele anuale de utilizare a puterii maxime T_{max}: — pentru $T_{max} = 4000$ h/an — $k_{V_i} = 0{,}6$; 5000 h/an — 0,5; 6000 h/an — 0,45; 7000 h/an — 0.4.

Înlocuirea transformatoarelor din posturi cu o unitate de putere imediat superioară — de 1,6 ori mai mare — trebuie efectuată în timp de cel mult un an după atingerea în exploatare a valorii plafon k_{V_f}. normate pentru coeficientul de încărcare maximă finală.

Pentru posturile de distribuție urbană și rurală coeficientul de încărcare maximă finală se va considera $k_{V_f} = 1$.

Pentru posturile industriale plafonul de încărcare finală se determină în funcție de duratele anuale de utilizare a puterii maxime T_{max}, astfel: pentru $T_{max} = 4000$ h/an — $k_{V_f} = 0{,}95$; 5000 h/an — 0,8; 6000 h/an — —0,7; 7000 h/an — 0,65.

Metodologia de optimizare prezentată rămîne valabilă și pentru transformatoarele de 110 kV, dar vor trebui determinate alte valori pentru parametri care intră în relațiile de calcul.

d. Cheltuielile anuale de calcul A utilizează tot formula (3.111) dar, în acest caz, cheltuielile sînt anuale.

Dacă se raportează cheltuielile anuale A la energia vehiculată W_a, se obține costul kilowattorei tranzitate prin transformator.

$$K = \frac{A}{W_a} = \frac{C^T \varepsilon + c_0' \Delta P_0}{k_{um} T_f P_{max}} + \frac{c_k' \Delta P_{kn}}{k_{um} T_f S_{nT}^2 \cos^2 \varphi} P_{max} \text{ [lei/kWh} \cdot \text{an]}. \tag{3.128}$$

în care: ε este coeficientul normat de eficiență economică și, în general, în energetică $\varepsilon = 0{,}1$;

c_0' — costul în valori neactualizate al unei unități de pierderi de putere în fier, în lei/kW;

c_k' — costul în valori neactualizate al unei unități de pierderi în scurtcircuit, în lei/kW.

Dacă în relația (3.128) se notează

$$F = C^T \varepsilon + c_0' \Delta P_0;$$

$$G = \frac{c_k' \Delta P_{kn}}{S_{nT}^2 \cos^2 \varphi};$$

se obține:

$$K = \frac{F}{k_{um} T_f P_{max}} + \frac{G}{k_{um} T_f} P_{max} \text{ [lei/kWh} \cdot \text{an]}. \qquad (3.129)$$

Se deduce încărcarea maximă optimă a unui transformator de distribuție astfel

$$P_{max_{opt}} = \sqrt{\frac{F}{G}} = S_{nT} \cos \varphi \sqrt{\frac{C^T \varepsilon + c_0' \Delta P_0}{c_k' \Delta P_{kn}}} \text{ [kW]}. \qquad (3.130)$$

Conform legii lui Kelvin, cele mai mici cheltuieli anuale se obțin cînd cheltuielile fixe F sînt egale cu cheltuielile care depind de sarcină G, obținîndu-se

$$A_{opt} = 2F.$$

Rezultă

$$K_{opt} = \frac{A_{opt}}{W_a} = \frac{2F}{k_{um} T_f P_{max_{opt}}} =$$

$$= \frac{2}{k_{um} T_f P_{max_{opt}}} \cdot \sqrt{(C^T \varepsilon + c_0' \Delta P_0) c_k' \Delta P_{kn}} \qquad \text{[lei/kWh} \cdot \text{an]}. \qquad (3.131)$$

Făcînd raportul cheltuielilor se obține

$$\frac{K}{K_{opt}} = \frac{1}{2} \left(\frac{P_{max}}{P_{max_{opt}}} + \frac{P_{max_{opt}}}{P_{max}} \right). \qquad (3.132)$$

Relația (3.132) se poate reprezenta grafic la scări logaritmice, așa cum rezultă în fig. 3.29. Curba rămîne neschimbată, la alegerea acelorași scări logaritmice, dacă în abscisă se pune sarcina maximă P_{max}, iar în ordonată cheltuielile specifice K. În fig. 3.30 s-a reprezentat variația costului kilowattorei tranzitată prin transformator în funcție de puterea maximă P_{max} pentru actuala serie de transformatoare care se fabrică în R.S.R.

Punctul cel mai de jos al fiecărei curbe corespunde tocmai regulii lui Kelvin a celor mai mici cheltuieli de transformare a energiei electrice, iar abscisa și ordonata acestui punct se calculează cu ajutorul relațiilor (3.130) și (3.131).

În fig. 3.31 s-au reprezentat și cheltuielile anuale de calcul pentru seria actuală de transformatoare de MT/JT la o sarcină S dată.

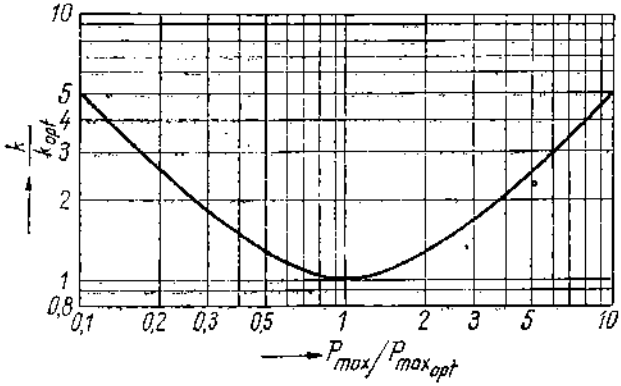


Fig. 3.29. Variația costurilor specifice în funcție de gradul de încărcare.

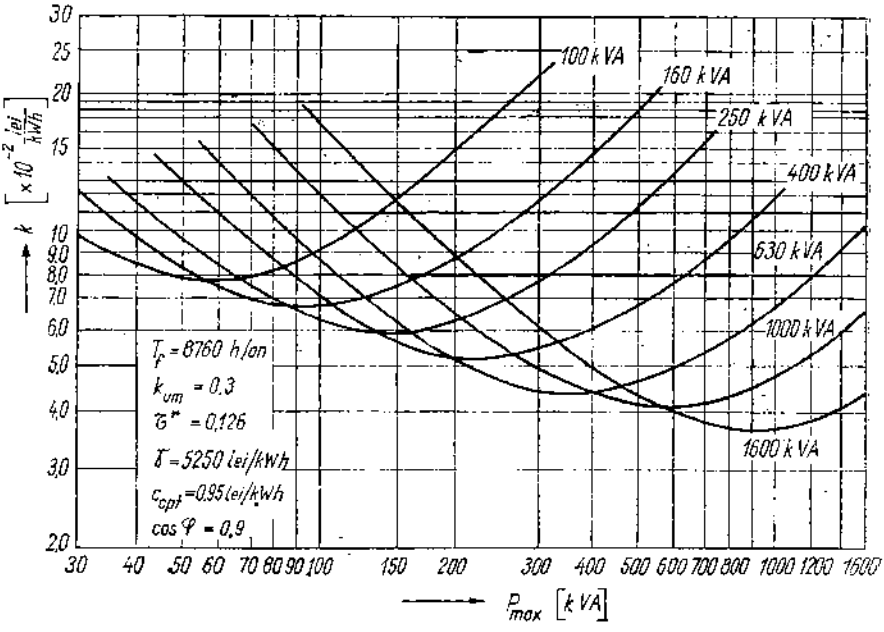


Fig. 3.30. Variația costului kilowattorei tranzitate în funcție de puterea maximă P_{max}, pentru seria de transformatoare de MT/JT, tip TTU — NL.

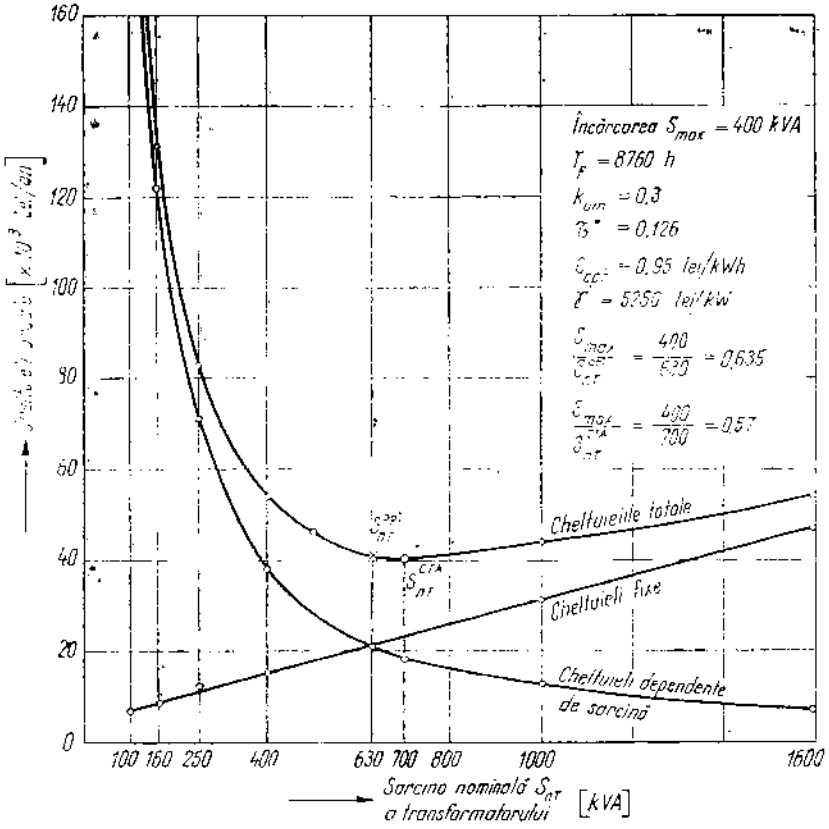


Fig. 3.31. Reprezentarea grafică a expresiei cheltuielilor anuale de calcul pentru seria de transformatoare de MT/JT, tip TTU — NL şi o sarcină maximă S_{max} = = 400 kVA.

Verificarea capacităţii de supraîncărcare temporară, accidentală sau periodică a transformatoarelor de distribuţie. Pentru verificarea capacităţii de supraîncărcare temporară, accidentală sau periodică a unui transformator de distribuţie trebuie să se calculeze încălzirea înfăşurărilor şi a uleiului ţinînd seama de încărcarea şi de parametri constructivi ai acestuia.

Încărcarea unui transformator se determină pe baza sarcinii echivalente (fig. 3.32), care pentru orice porţiune a unui ciclu de sarcină zilnică poate fi calculată cu relaţia

$$S_{ech} = \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \ldots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \ldots + t_n}}, \qquad (3.133)$$

în care : $S_1, S_2, \ldots, S_n$ sînt valorile sarcinilor variabile din timpul unei zile, în kVA sau A, sau exprimate în funcție de puterea aparentă sau curentul nominal al transformatorului, în %;

$t_1, t_2, \ldots, t_n$ — duratele respective ale acestor sarcini, în h.

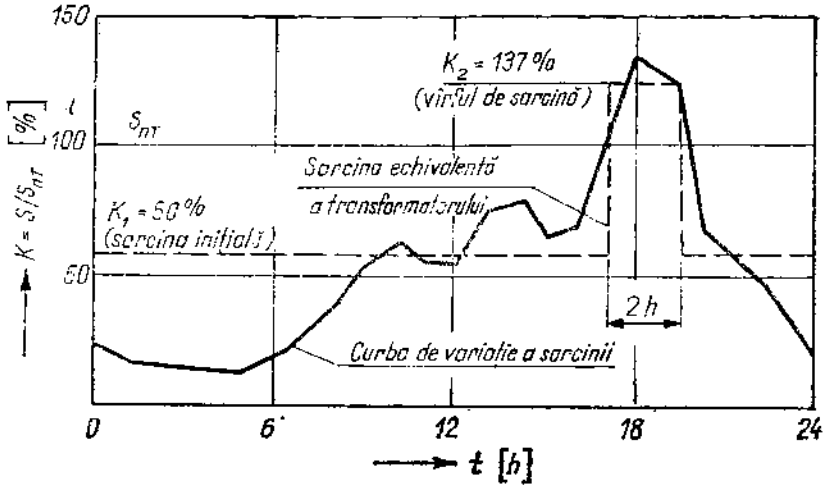


Fig. 3.32. Diagrama de sarcină zilnică și sarcina echivalentă pentru o funcționare ciclică a unui transformator.

Experiența a arătat că pentru determinarea sarcinii inițiale echivalente a unui transformator, socotită înainte de apariția vîrfului maxim de sarcină, este suficient dacă se consideră numai o perioadă de 12 h înaintea apariției acestui vîrf.

Pentru intervale de timp de o oră ($t = 1$ h) relația (3.133) se poate simplifica și se obține următoarea expresie pentru sarcina echivalentă inițială

$$S_{ech_i} = 0{,}29\sqrt{S_1^2 + S_2^2 + \ldots + S_{12}^2},$$

unde $S_1, S_2, \ldots, S_{12}$ sînt sarcinile medii orare din intervalul de 12 h considerat, dinaintea vîrfului maxim de sarcină.

Pentru calculul încălzirii înfășurării și a uleiului la transformatoarele cu circulație naturală de ulei și cu circulație liberă a aerului de răcire, de tip TTU—NL, se stabilesc următoarele ipoteze de calcul [36].

a. Degradarea termică a izolantului crește exponențial cu temperatura. Viteza de degradare a lui se dublează la intervale de creșteri de temperatură de 6°C.

b. Viteza normală de degradare a izolantului se consideră cînd temperatura punctului cald al înfășurării nu depășește 98°C. Vitezele de

degradare la alte temperaturi, mai mari de 98°C, sînt date în funcție de această viteză normală.

Temperatura de 98°C corespunde funcționării unui transformator în regim normal de încărcare și la o temperatură ambiantă de 20°C; în acest caz încălzirea punctului cald al înfășurării este de 78°C.

Punctul cald al unui transformator este zona din înfășurare care are temperatura cea mai ridicată, de regulă partea superioară a lui și unde nu sînt condiții prea bune de răcire. Temperatura acestei zone nu se poate măsura.

c. O temperatură a punctului cald a înfășurării mai mare de 140°C nu este admisă.

d. Diagrama de sarcină tip este dată în fig. 3.33 în care s-a notat:

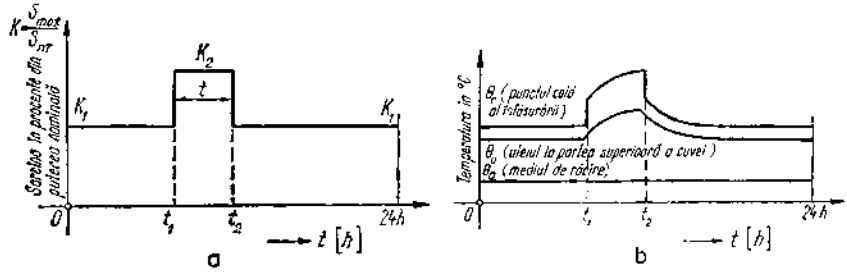


Fig. 3.33. Diagrama de sarcină simplificată a unui transformator pentru o funcționare ciclică zilnică:

a — diagrama de sarcină zilnică; *b* — diagrama de temperatură a înfășurărilor, a uleiului și a mediului ambiant de răcire, °C.

K — coeficientul de încărcare în graficul zilnic de funcționare al transformatorului și reprezintă sarcina admisibilă exprimată în procente din puterea nominală a lui; $K = S/S_{nT}$. Coeficientul de încărcare K se mai poate determina cu relația

$$K = \frac{\sum_i I_i\, t_i}{24\, I_{max}},$$

în care: I_i este valoarea curentului pe o durată T, în A; t_i — durata curentului I_i în graficul de încărcare al transformatorului, în h; I_{max} — valoarea maximă a curentului în intervalul considerat de 24 h, în A.

K_1 — sarcina inițială de durată, cu care este încărcat un transformator, exprimată în procente din puterea sau curentul său nominal

$$K_1 = \frac{S_1}{S_{nT}},$$

unde: S_1 este sarcina admisibilă de lungă durată, în kVA sau A, iar S_{nT} — sarcina nominală a transformatorului.

K_2 — coeficientul de supraîncărcare și reprezintă suprasarcina admisibilă de durată t,

$$K_2 = \frac{S_2}{S_{nT}},$$

unde S_2 este suprasarcina admisibilă, în kVA sau A, de durată t.

Determinarea temperaturii punctului cald al înfășurării și a coeficientului de supraîncărcare admisibil se face luînd în considerare cîteva ipoteze simplificatoare, referitor la diagrama termică de funcționare a unui transformator și anume :

— temperatura uleiului crește liniar cu înălțimea înfășurărilor ;

— încălzirea medie a uleiului este aceeași pentru toate înfășurările de pe aceeași coloană ;

— diferența de temperatură între uleiul la partea superioară a înfășurării (presupusă egală cu a uleiului la partea superioară a cuvei) și uleiul la partea de jos a înfășurării (presupusă egală cu aceea a uleiului de la baza cuvei) este aceeași pentru toate înfășurările ;

— încălzirea medie a conductorului în toate înfășurările crește liniar, în sens ascendent, paralel cu încălzirea uleiului, cu o diferență constantă $\Delta\theta_{w0}$, care reprezintă diferența între încălzirea medie prin rezistență și încălzirea medie a uleiului. Încălzirea medie a înfășurării (determinată prin măsurarea rezistenței) la sarcina nominală este 65°C, iar încălzirea medie a uleiului este 44°C. $\Delta\theta_{w0n} = 65 - 44 = 21$°C.

— încălzirea medie în conductor, la partea superioară a înfășurării este egală cu încălzirea uleiului la partea superioară a cuvei majorată cu $\Delta\theta_{w0}$;

— încălzirea punctul cald $\Delta\theta_c$ este superioară încălzirii medii în conductor, la partea superioară. Ca diferență între cele două încălziri se poate adopta o valoare de 0,1 $\Delta\theta_{w0}$ pentru o circulație naturală de ulei. Astfel, încălzirea punctului cald este egală cu încălzirea uleiului la partea superioară a cuvei (55°C) plus $1{,}1\Delta\theta_{w0}$, $\Delta\theta_c = 55 + 1{,}1 \cdot 21 = 78$°C.

Schema termică adoptată, în baza ipotezelor simplificatoare prezentate mai sus, este redată în fig. 3.34.

Încălzirea uleiului la partea superioară a cuvei $\Delta\theta_u$, în regim stabilizat de temperatură la o sarcină S_1 oarecare ($S_1 = K_1 S_{nT}$) este dată de relația

$$\Delta\theta_u = \Delta\theta_{un}\left(\frac{1 + d\,K_1^2}{1 + d}\right)^x,$$

în care : $\Delta\theta_{un}$ este încălzirea uleiului în straturile superioare la puterea nominală. $\Delta\theta_{un} = 55$°C pentru transformatoare cu circulație naturală a uleiului și 40°C pentru circulația forțată ;

d — raportul dintre pierderile datorită sarcinii la puterea nominală și pierderile de mers în gol; în general $d = 5$;

K_1 — coeficientul de încărcare de durată a transformatorului;

x — exprimă raportul dintre pierderile totale și pierderile nominale; $x = 0{,}9$ pentru sisteme de răcire NL și NS și 1 pentru sisteme de răcire FL și FS.

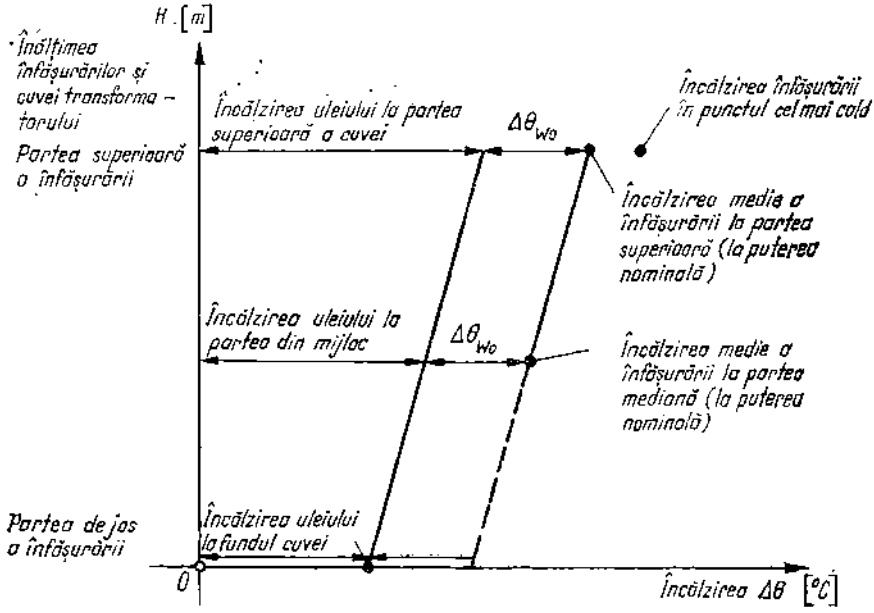

H [m]
Înălțimea înfășurărilor și cuvei transformatorului
Partea superioară a înfășurării
Încălzirea uleiului la partea superioară a cuvei
$\Delta\theta_{wo}$
Încălzirea înfășurării în punctul cel mai cald
Încălzirea medie a înfășurării la partea superioară (la puterea nominală)
Încălzirea uleiului la partea din mijloc
$\Delta\theta_{wo}$
Încălzirea medie a înfășurării la partea mediană (la puterea nominală)
Partea de jos a înfășurării
Încălzirea uleiului la fundul cuvei
0
Încălzirea $\Delta\theta$ [°C]

Fig. 3.34. Diagrama termică a unui transformator de putere încărcat la sarcina nominală.

Sistemele de răcire N sau F reprezintă circulație naturală, respectiv forțată de ulei. Sistemele L sau S — circulație liberă a aerului de răcire a uleiului, respectiv cu suflaj cu aer (STAS 1703/67).

Valoarea lui d are relativ mică importanță pentru sarcini mari, căci eventuala variație a lui conduce la o mică variație a încălzirii uleiului.

Temperatura uleiului la partea superioară a cuvei la o încărcare de durată K_1 va fi deci

$$\theta_u^{K_1} = \Delta\theta_u + \theta_a,$$

Încălzirea punctului cald θ_c în regim stabilizat de temperatură pentru o sarcină S oarecare este egală cu

încălzirea uleiului la partea superioară a cuvei $\Delta\theta_u$ la care se adaugă termenul $(\Delta\theta_{cn} - \Delta\theta_{un})K_1^{2y}$, obținîndu-se relația

$$\Delta\theta_c = \Delta\theta_u + (\Delta\theta_{cn} - \Delta\theta_{un})K_1^{2y}, \tag{3.134}$$

în care: $\Delta\theta_{cn}$ este încălzirea punctului cald al înfășurării cînd transformatorul funcționează la puterea nominală și egală cu $\Delta\theta_{cn} = \theta_{cn} - \theta_a = 98 - 20 = 78°C$; y — raportul dintre încălzirea punctului cald, respectiv, încălzirea uleiului la partea superioară a cuvei, la sarcina S și încălzirea punctului cald, respectiv, încălzirea uleiului la partea superioară a cuvei la puterea nominală S_{nT}; $y = 0{,}8$ pentru circulația naturală a uleiului și liberă a aerului de răcire și 0,9 pentru circulația forțată.

Temperatura punctului cald a înfășurării la o încărcare de durată K_1 va fi

$$\theta_c^{K_1} = \Delta\theta_c + \theta_a.$$

Încălzirea uleiului la partea superioară a cuvei după un timp oarecare t de aplicare a sarcinii date S_2 și notată cu $\Delta\theta_{ut}$ (rgimul tranzitoriu) este foarte apropiată de valoarea dată de relația exponențială

$$\Delta\theta_{ut} = \Delta\theta_{u0} + (\Delta\theta_u - \Delta\theta_{u0})(1 - e^{-t/\tau}), \tag{3.135}$$

în care: $\Delta\theta_{u0}$ este încălzirea inițială a uleiului; $\Delta\theta_u$ va fi încălzirea finală stabilizată a uleiului corespunzătoare sarcinii date; τ — constanta de timp termică pentru ulei-aer la sarcina nominală și se ia egală cu 3 h pentru răcirea naturală și 2 h pentru răcirea forțată.

Încălzirea punctului cald $\Delta\theta_c$ după un timp oarecare t, pentru o sarcină S_2 dată va fi egală cu încălzirea maximă a uleiului la partea superioară a cuvei, la care se mai adaogă termenul $(\Delta\theta_{cn} - \Delta\theta_{un})K_2^{2y}$, obținîndu-se relația

$$\theta_c^{K_2} = \Delta\theta_u + (\Delta\theta_u - \Delta\theta_{u0})(1 - e^{-t/\tau}) + (\Delta\theta_{cn} - \Delta\theta_{un})K_2^{2y}. \tag{3.136}$$

în care: $\Delta\theta_{u0} = \Delta\theta_u K_1 = \Delta\theta_{un}\left[\dfrac{1 + d\,K_1^2}{1 + d}\right]^x$;

$$\Delta\theta_u = \Delta\theta_u K_2 = \Delta\theta_{un}\left[\frac{1 + d\,K_2^2}{1 + d}\right]^x.$$

În formula (3.136) s-a considerat o suprasarcină K_2 de durată t și o sarcină de durată K_1 de t_1 ore ($t_1 = 24 - t$).

Dacă se fac aproximațiile

$$\left[\frac{1 + d\,K^2}{1 + d}\right]^x = 1 - x - \frac{x}{1 + d} + \frac{x\,d\,K^2}{1 + d};$$

$$K^{2y} = [1 - (1 - K^2)]^y = 1 - y - y\,K^2,$$

K avînd valorile K_1, respectiv K_2, și le înlocuim în relația (3.136) se obține în final valoarea suprasarcinii admisibile K_2 de durată t, pe care o poate suporta un transformator de o anumită putere.

$$K_2 = \sqrt{\frac{\Delta\theta_c^{K_2} - \Delta\theta_{un}\left[\left(\frac{1+d\ K_1^2}{1+d}\right)^x e^{-t/\tau} + (1-e)^{-t/\tau}\left(1 - x + \frac{x}{1+d}\right)\right] - (\Delta\theta_{cn} - \Delta\theta_{un})(1-y)}{\Delta\theta_{un}(1-e^{t/\tau})\frac{xd}{1+d} + (\Delta\theta_{cn} - \Delta\theta_{un})y}}. \tag{3.137}$$

Constanta de timp τ a transformatorului se calculează cu ajutorul relației

$$\tau = \frac{\Delta\theta_{un}(288\ G_i + 108\ G_c + 545\ G_u + 133\ G_m)}{\Delta P_0 + \Delta P_{kn}}, \tag{3.138}$$

în care : G_i este greutatea înfășurării, în t ; G_c — greutatea cuvei cu radiatoare, în t ; G_u — greutatea uleiului, în t ; G_m — greutatea miezului, în t ; ΔP_0 — pierderile de mers în gol, în W ; ΔP_{kn} — pierderile în scurtcircuit, în W.

Viteza relativă de degradare termică a izolației, respectiv viața unui izolant este o funcție de temperatură și de timp și este dată de legea lui Arrhenius

$$V = e^{A - \frac{B}{T}}, \tag{3.139}$$

în care : V este durata de viață a izolației, în ani ; A și B sînt constante — determinate experimental pentru un material izolant dat ; T — temperatură absolută, în K ; $(T = \theta_c + 237)$, θ_c fiind temperatura punctului cald, în °C.

În zona temperaturilor de la 80 °C la 140 °C, această lege se poate exprima mai simplu conform relației lui Montsinger, astfel

$$V = e^{-p\theta_c}, \tag{3.140}$$

unde p este o constantă, iar θ_c temperatura punctului cald în °C.

Viteza de reducere a duratei de viață a unui transformator între 80 °C și 140 °C se dublează pentru fiecare interval $\delta = 6$ °C și este dată de relația

$$v = \frac{V}{V_0} = 2^{-(\theta_c - \theta_{cn})/\delta} = e^{-0{,}693(\theta_c - \theta_{cn})/6}, \tag{3.141a}$$

în care V_0 este durata de viață normală a transformatorului care se socotește dacă încălzirea punctului cald al transformatorului nu a depășit valoarea de 78°C, iar temperatura mediului ambiant $\theta_a = 20$ °C.

Relația (3.141a) se mai poate scrie

$$v = \frac{V}{V_0} 10^{(\theta_c - 98)/19,93}. \qquad (3.141b)$$

Această funcție este o dreaptă reprezentată într-un sistem de axe logaritmice și îi corespunde valorile din tabelul 3.3.

Tabelul 3.3

Viteza relativă de reducere a duratei de viață v a unui transformator în funcție de temperatura punctului cald a înfășurării θ_c

θ_c [°C]	80	86	92	98	104	110	116	122	128	134	140
v	0,125	0,25	0,5	1	2	4	8	16	32	64	128

Din relația (3.141b) se poate scoate valoarea temperaturii punctului cald al înfășurării la o suprasarcină K_2

$$\theta_c^{K_2} = 98 + 19,93 \log v_v^{K_2}. \qquad (3.141c)$$

În cazul cînd se consideră că un transformator într-o perioadă de 24 ore a funcționat t_1 ore la o sarcină destul de joasă pentru ca reducerea duratei de viață să fie neglijabilă și t ore ($t = 24 - t_1$) a funcționat la o suprasarcină constantă K_2, durata de viață consumată în acea zi va fi tv.

În cazul unei temperaturi variabile $\theta_c = f(t)$, reducerea duratei de viață este dată de integrala $\int_0^t v dt$.

Reducerea duratei de viață de 24 h la temperatura θ_c se face în timpul

$$t = \frac{24}{v} = 24 \cdot 10^{(98 - \theta_c)/19,98}. \qquad (3.142)$$

Pe baza relației (3.142) în tabelul 3.4 s-a calculat numărul de ore de funcționare pe zi pentru o serie de valori de temperatură ale punctului cald θ_c, care produce aceeași reducere a duratei de viață ca și funcționarea la temperatura $\theta_c = 98°C$, timp de 24 h.

Tabelul 3.4

Numărul de ore în funcționare pe zi t admisibil, pentru diferite valori ale temperaturii punctului cald θ_c

t[h/zi]	24	16	12	8	6	4	3	2	1,5	1	0,75	0,5
θ_c [°C]	98	101,5	104	107,5	110	113,5	116	119,5	122	125,5	128	131,5

Determinarea valorii efective a temperaturii ambiante θ_a. Dacă θ_a variază apreciabil în timpul cînd transformatorul funcționează în regim de suprasarcină, atunci este necesar de a utiliza o valoare medie ponderată pentru θ_a, în locul unei valori medii astfel, încît temperatura ambiantă ponderată θ'_a să fie superioară mediei aritmetice.

Dacă se consideră că transformatorul funcționează la o sarcină constantă timp de t ore, cu o temperatură ambiantă θ_a, temperatura ambiantă ponderată θ'_a, în cursul acestei perioade, este dată de relația

$$2^{\theta'_a/6} = \frac{1}{t}\int_0^t 2^{\theta_a/6}\,dt. \tag{3.143}$$

Dacă timpul t este împărțit în N intervale egale formula (3.143) devine

$$2^{\theta'_a/6} = \frac{1}{N}\sum_1^N 2^{\theta_a/6}.$$

De aici se scoate temperatura ambiantă ponderată

$$\theta'_a = 6\log_2\left|\frac{1}{N}\sum_1^N 2^{\theta_a/6}\right| \approx 20\log_{10}\left|\frac{1}{N}\sum_1^N 10^{\theta_a/20}\right|. \tag{3.144}$$

Într-un climat temperat se constată că temperatura medie ponderată anuală este în general superioară cu 5°C temperaturii mediei aritmetice.

Temperatura mediului ambiant este un factor important la determinarea capacității de supraîncărcare a unui transformator.

Stabilirea coeficienților de supraîncărcare a unui transformator. Întrucît efectele cumulate ale temperaturii și timpului care determină durata de viață a unui transformator nu pot fi suficient de bine controlate, nu se poate determina cu o bună aproximație durata reală de viață a unui transformator, mai ales în cazul cînd condițiile de funcționare variază într-o gamă foarte largă.

Datorită constantei de timp a încălzirii uleiului este nevoie de un timp pentru ca un transformator să ajungă la temperatura medie stabilită de 98°C pentru o încărcare dată.

Transformatoarele de putere pot funcționa peste temperatura medie a uleiului de 98°C, respectiv 115°C ca temperatură maximă admisibilă, pentru perioade scurte de timp (de exemplu, iarna cînd sarcinile sînt mai mari) dacă se prevede ca ele să funcționeze perioade mai lungi de timp la temperaturi sub 98°C (de exemplu, vara cînd sarcinile sînt mai scăzute). Aceasta se datorează faptului că îmbătrînirea termică a izolației unui transformator este un poces cumulativ.

Duratele admisibile a supraîncărcării transformatoarelor de putere, se iau conform STAS 1703/67. (*Transformatoare de putere. Condiții generale*).

Supraîncărcarea sistematică a unui transformator se face în raport cu coeficientul de încărcare K pe un interval de 24 h și cu temperatura medie anuală a zonei în care este instalat.

Dacă temperatura medie anuală a zonei este mai mare decît +5°C, atunci coeficientul de suprasarcină K_2 se înmulțește cu coeficientul de corecție $A_c = 1 + \frac{5 - t_a}{100}$, unde t_a este temperatura medie anuală.

Pentru transformatoare montate în interior, temperatura medie anuală a aerului t_a se ia cu 8°C mai mare decît cea de exterior, din zona respectivă.

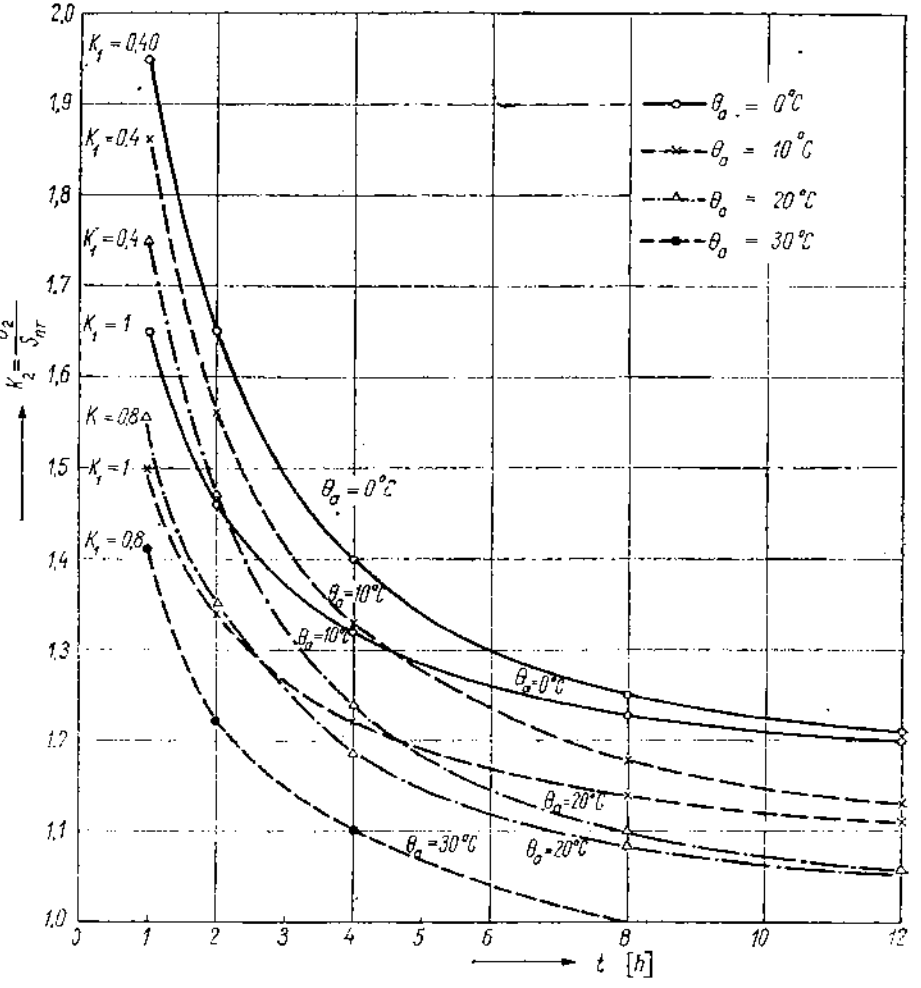


Fig. 3.35. Coeficienții K_2 de supraîncărcare periodică ai transformatoarelor de distribuție, pentru diferite temperaturi ale mediului de răcire, θ_a și diferite grade de încărcare inițiale K_1.

În cazul în care t_a este mai mare de 35°C (însă cel mult 45°C) sarcina transformatorului se reduce cu coeficientul $(t_a - 35)\%$, față de sarcina nominală, indiferent de valoarea coeficientului de încărcare a graficului de sarcină al transformatorului.

Sînt situații în exploatare (cazuri de avarie) cînd este necesar să se funcționeze timp limitat cu un transformator la încărcări superioare sarcinii ciclice zilnice normale, chiar cu riscul unei reduceri mai rapide a duratei sale de viață. În tabelul 3.5 sînt trecute duratele admisibile pentru diferite supraîncărcări ale transformatoarelor.

Tabelul 3.5

Suprasarcinile de scurtă durată ce se admit la transformatoare, în caz de avarie în rețea

Suprasarcina K_2, în % din S_{nT}	30	60	75	100	140
Durata t [h/zi]	2 h	30 min	15 min	7 min	3,5 min

Pe baza ipotezelor și formulelor de calcul prezentate s-au stabilit coeficienții de supraîncărcare periodică ai transformatoarelor de distribuție pentru diferite temperaturi ale mediului de răcire și diferite grade d. încărcare inițiale, coeficienți ce sînt redați în diagramele din fig. 3.35

3.2.3. DETERMINAREA NUMĂRULUI OPTIM DE DISTRIBUITOARE DE MT NECESARE ALIMENTĂRII POSTURILOR DE TRANSFORMARE MT/JT DINTR-O REȚEA BUCLATĂ

Posturile de transformare de MT/JT dintr-o rețea complex buclată de joasă tensiune sînt alimentate de o rețea de distribuitori de MT ce pleacă dintr-un punct de alimentare sau stație de transformare. Rețeaua de distribuitori de MT este în general o rețea buclată, dar secționată, funcționînd deci radial.

Problema care se pune este de a determina numărul optim de distribuitoare de MT care să alimenteze posturile de transformare date. Acest număr depinde de puterea transformatoarelor și de cîte posturi de transformare se montează pe un cablu distribuitor. Această alegere se va face pentru regimul de avarie care constă din ieșirea din funcțiune a unui cablu distribuitor cu toate PT racordate la el. În acest regim de avarie consumatorii din rețeaua de joasă tensiune trebuie alimentați în continuare în bune condițiuni.

Pentru calculul numărului N de distribuitori de MT se fac următoarele precizări:

— puterea nominală a transformatoarelor din posturile de transformare este aceeași pentru întreaga rețea de JT, din motive de exploatare și pentru reducerea rezervei;

— curba de sarcină pentru fiecare post de transformare se consideră aceeași și constantă în timp;

— transformatoarele admit o suprasarcină pe durată limitată (între 10 și 20% din puterea lor nominală), conform normelor în vigoare.

În regim normal de funcționare, puterea ce se livrează în rețeaua de JT este

$$S = \alpha S_{nT} n_T, \tag{3.145}$$

în care: S_{nT} este puterea aparentă nominală a unui transformator dintr-un PT, în kVA;

n_T — numărul de transformatoare instalate în rețea;

α — coeficientul de sarcină al postului de transformare.

Dacă K este numărul de PT racordate pe un distribuitor de MT, la ieșirea din funcțiune a unui distribuitor, puterea ce se livrează în rețea este

$$S = (1 + \beta) S_{nT} (n_T - K), \tag{3.146}$$

în care β este suprasarcina la avarie pe care o poate suporta un transformator.

Din relațiile (3.145) și (3.146) rezultă pentru K expresia

$$K = n_T \left(1 - \frac{\alpha}{1 + \beta}\right). \tag{3.147}$$

Numărul de distribuitoare necesar va fi

$$N = \frac{n_T}{K} = \frac{1}{1 - \dfrac{\alpha}{1 + \beta}}. \tag{3.148}$$

Din relația (3.148) rezultă că numărul de distribuitoare de MT nu depinde explicit de puterea nominală a transformatoarelor și nici de numărul acestora, ci de sarcina electrică α cu cît se încarcă aceste transformatoare.

Cu cît sarcina electrică cu care se încarcă un transformator este mai mică cu atît posibilitatea lui de supraîncărcare în caz de avarie crește, iar numărul distribuitoarelor necesare alimentării scade, și invers. De aici rezultă ca regulă că dacă numărul de transformatoare instalat în rețea este redus, rezerva în transformatoare care va trebui prevăzută va trebui să fie mare, iar numărul de distribuitoare adoptate mic, și invers.

Opțiunea între prevederea unui număr de transformatoare mai mare în rețea și a unui număr de distribuitoare de MT mai redus, sau invers, se va face pe baza unui calcul tehnico-economic.

Pentru α cuprins între 0,5 și 1 și $\beta = 0{,}1$; 0,2; 0,3, variația lui N se prezintă ca în fig. 2.36 [20].

În ceea ce privește numărul de PT cît se montează pe un cablu distribuitor de MT acestea sînt, în general, limitate în funcție de nivelul

de tensiune și de capacitatea de transport a cablurilor și se recomandă următoarele valori maxime: la 10 kV, 4—6 PT iar la 20 kV, 8—10 PT.

Legarea optimă a posturilor de transformare de MT/JT la rețeua de MT. Trasarea rețelei de distribuitori de MT pentru alimentarea posturilor de transformare MT/JT se poate face după ce posturile de transformare au fost amplasate în rețeaua de joasă tensiune.

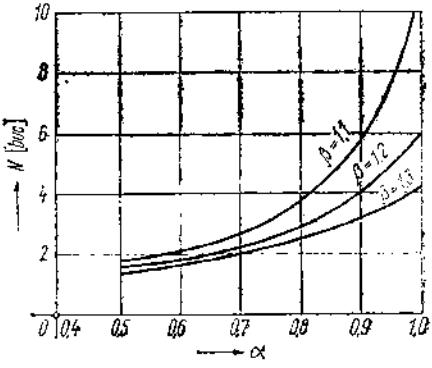


Fig. 3.36. Variația numărului de distribuitoare de medie tensiune N în funcție de α și β.

Optimizarea rețelei de distribuitori trebuie să urmărească obținerea unui număr și a unei lungimi cît mai reduse de distribuitoare de MT în condițiile asigurării alimentării cu energie electrică a tuturor consumatorilor, în cazul avarierii unui cablu distribuitor (cu toate PT racordate la el). Ieșirea din funcțiune a unui distribuitor conduce la o suprasarcină care trebuie să fie preluată cît mai uniform de posturile de transformare rămase în funcțiune.

Legarea optimă a posturilor de transformare de MT/JT la rețeaua de MT trebuie să urmărească întreteserea distribuitoarelor de MT de așa manieră, încît în vecinătatea unui post de transformare să se afle posturi de transformare amplasate pe alte cabluri distribuitoare astfel, încît la căderea unui distribuitor celelate transformatoare să preia cît mai uniform sarcina posturilor de transformare căzute.

Problema poate fi rezolvată cu ajutorul structurii determinanților [20]. Fie un determinant cu n_T elemente avînd ordinul $K = \sqrt{n_T}$.

Problema care se pune este să se stabilească modul distinct de așezare a K elemente egale cu 0, celelalte elemente fiind 1, într-un determinant astfel, încît pe o coloană a determinantului să nu se găsească decît un singur zero, iar valoarea determinantului să fie diferită de zero.

Pentru $K^2 = n_T = 16$ sînt următoarele posibilități:

$$\begin{vmatrix} 0 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \end{vmatrix}, \quad \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 1 \end{vmatrix}, \quad \begin{vmatrix} 1 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 \end{vmatrix}, \quad \begin{vmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \end{vmatrix},$$

sau

$$\begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \end{vmatrix}, \quad \begin{vmatrix} 1 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \end{vmatrix}, \quad \begin{vmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 \end{vmatrix}, \quad \begin{vmatrix} 0 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 \end{vmatrix}.$$

Dacă cele K zerouri sînt posturile de transformare alimentate de la un distribuitor de MT ieșit din funcțiune, rezultă un mod după care se pot lega posturile de transformare la distribuitoarele de MT (fig. 3.37).

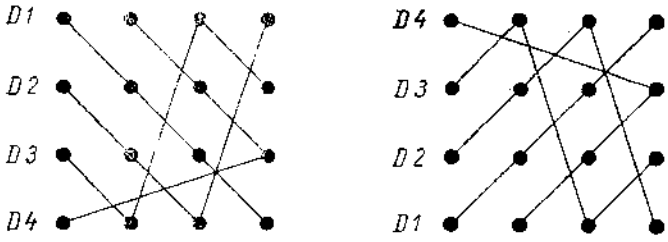


Fig. 3.37. Modul de legare a posturilor de transformare MT/JT la distribuitoare de MT, pentru $n_T = 16$, $k = 4$.

Dintre diversele soluții se va alege aceea care va conduce la lungimi totale minime pentru distribuitoare. Înainte de luarea unei decizii se va face un calcul de regim în care să se verifice încărcarea posturilor de transformatoare în cazul avarierii unui distribuitor.

Se face precizarea că această trasare a distribuitoarelor de MT este valabilă în ipoteza că transformatoarele de MT/JT sînt încărcate cît mai uniform, în regim normal de funcționare, iar rețeaua de joasă tensiune este sub formă de plasă, sau rețeaua complex buclată se poate careia corespunzător.

Pentru cazul cînd $K \neq \sqrt{n_T}$ soluționarea problemei se face în mod similar, astfel:

Se întocmește un tablou cu $n = a \times b$, a și b fiind numere întregi naturale cît mai apropiate. Dacă $K = a$, $a < b$, legarea posturilor se efectuează într-un determinant de ordinul K, iar celelate posturi rămase, necuprinse în determinant legîndu-se după principiul ca în vecinătatea unui post să fie transformatoare de pe distribuitoare diferite.

3.3. METODE DE ANALIZĂ A REGIMURILOR DE FUNCȚIONARE ALE REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

În organizarea structurii rețelelor electrice de distribuție din marile centre urbane se desprind în prezent o serie de tendințe din care se pot menționa pe cele referitoare la extinderea soluției strîns buclate (tip plasă) în

rețelele de medie și joasă tensiune și împărțirea acestor rețele în mai multe zone (sectoare), care sînt în mare măsură independente din punct de vedere al alimentării cu energie electrică, dar care au posibilitatea de interconexiune între ele.

Aplicarea acestor principii în construcția rețelelor electrice de distribuție conduce la necesitatea adoptării unor metode noi de analiză și de calcul.

Odată cu dezvoltarea sistemelor electrice de distribuție din marile orașe, un calcul direct al infinității de cazuri ce ar trebui simulate pentru o analiză aprofundată a comportării rețelei, precum și pentru descoperirea defectelor de structură a acesteia, devine dificil din cauza complexității la care au ajuns aceste rețele.

Din acest considerent, pentru analiza rețelelor electrice de distribuție, în prezent, se utilizează metoda echivalenților de rețea, cu ajutorul cărora se pot obține reduceri importante ale duratei calculelor.

3.3.1. UTILIZAREA ECHIVALENȚILOR DE REȚEA ÎN ANALIZA REGIMURILOR DE FUNCȚIONARE ALE REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

În vederea învingerii dificultăților ce survin în cursul calculelor pe concret ale regimurilor posibile ale unor rețele electrice complexe, s-au dezvoltat mijloace moderne care se bazează pe utilizarea *echivalenților* sau a rețelelor echivalente, în scopul scurtării sau efectuării cu aproximații permise a calculului.

Utilizarea echivalenților de rețea nu este impusă numai de limitele introduse de calculatorul electronic, ea reprezintă azi o practică curentă ce se aplică în studiul marilor sisteme energetice ce funcționează la tensiuni înalte și foarte înalte.

Odată apărută rețeaua modernă de distribuție au apărut probleme noi de calcul și analiză atît pentru optimizări de structură cît și pentru probleme de economicitate în funcționare. Studiul pe rețeaua reală prezintă dificultăți serioase, chiar dacă se dispune de calculatoare puternice.

În acest sens, cele mai interesante căi de urmat pleacă de la reprezentarea sistemelor de distribuție prin echivalenți, care corespund matematic unor matrici de admitanță sau impedanță reduse. Acești echivalenți pot da răspuns la o gamă mai largă de probleme, deoarece o stare a echivalentului sintetizează o serie de regimuri apropiate.

Primul care a abordat problema sub o formă științifică nouă și generală a fost G. Kron, care a elaborat o metodologie de transformare a unei rețele inițiale în diverse tipuri de rețele echivalente. Dintre aceste rețele se menționează cea cu sarcină unică sau cea conținînd numai generatoare, larg utilizate în cercetări ulterioare întreprinse de L. Kirchmayer și H. Happ, în probleme de pierderi în rețele și interconexine de sisteme energetice.

O a doua soluție interesantă a fost dată de școala Reed, care definește o rețea standardizată, radială, denumită *Daisy Equivalent*. Cu această

schemă se rezolvă probleme de calcul al regimului şi de interconexiune (circulaţii de puteri între sisteme energetice).

S.R. Neuenswander defineşte, de asemenea, două scheme echivalente denumite *Rake—Equivalent* şi *Mesh—Equivalent* la care poate fi redusă o reţea de energie.

În fine, P. Dimo a propus în *Analiza nodală* [6, 27] un echivalent de sistem denumit *Echivalentul* REI *de sistem*, din care se pot extrage scheme REI echivalente pentru nodurile reale sau fictive ale unei reţele electrice, după necesitatea problemei.

Dintre metodele de determinare a echivalenţilor, în prezent cele mai cunoscute sînt :

— Metoda Kron-Kirchmayer-Happ (metoda *DIAKOPTIC*).

— Metoda Hockman-Toalston-Harker (H.T.H.).

— Metoda M.B. Reed şi colaboratori *(Echivalenţii Daisy)*.

— Metoda P. Dimo a *Echivalenţilor* REI *de sistem*.

Primele două metode de determinare a echivalenţilor se bazează pe matricea de impedanţe [Z], ultimele două pe matricea nodală de admitanţe [Y].

Această nouă metodologie de analiză a structurilor reţelelor electrice de distribuţie bazată pe echivalenţii REI de sistem, a permis obţinerea de rezultate remarcabile [33].

Prin aplicarea acestei metode generale de calcul se pot obţine :

— informaţii în privinţa structurii unei reţele electrice de distribuţie, în sensul amplasării corecte a surselor în reţea ;

— localizarea diferitelor defecte de structură a reţelei prin aprecierea circulaţiilor reale ale curenţilor în jurul nodurilor generatoare (sursă) şi în laturile echivalentului ;

— informaţii asupra reglajului tensiunii, putîndu-se modifica dacă este nevoie diferite reglaje în domeniul plajelor transformatoarelor reglabile etc.

Ca o proprietate a echivalenţilor REI de sistem, se menţionează păstrarea unei naturi identice în reţelele de energie pe care le prezintă. Determinarea echivalenţilor REI se bazează pe liniarizarea sarcinilor şi pe procedeul Gauss de eliminare a nodurilor din ecuaţia matricială a reţelei.

Se face menţiunea că schemele REI sînt stabilite pentru un regim pentru care un prim calcul a determinat deja tensiunile nodale (nodul de referinţă — nodul neutru) şi injecţiile de curent în toate nodurile. Acest regim poate fi un regim de vîrf sau un alt regim care prezintă particularităţi.

Tehnica de construcţie a acestor echivalenţi se poate sintetiza astfel :

— Se pleacă de la reţeaua reală exprimată prin matricea nodală [Y], cu care elementele reţelei reale se află în corespondenţă *biunivocă*. Matricea [Y] se scrie inspectînd geometria reţelei.

— Se păstrează totdeauna nodul neutru.

— Considerînd o anumită lege de variaţie a injecţiilor de curenţi în noduri, care se înlocuiesc în general cu impedanţe, se elimină nodurile în

conformitate cu problema cercetată. Se poate păstra un nod în studiu şi nodurile cu tensiuni aplicate.

— Formarea de noduri *fictive* care înlocuiesc o serie întreagă de noduri prin unul singur (de exemplu nodul cu sarcină unică, sau nod generator înlocuind o serie de generatoare etc.), prin adăugarea şi apoi reducerea unei reţele cu balanţă energetică nulă.

Din punct de vedere analitic soluţia se prezintă astfel :

Transformarea succesivă a circuitelor se poate scrie pentru orice curent injectat conform relaţiei

$$I_s = Y_s U_s. \tag{3.149}$$

Dacă Y_s este un coeficient constant, latura corespunzătoare reţelei traversată de curentul I_s este de natura unei admitanţe, aceasta conduce la înlocuirea legăturilor nodului s cu nodul neutru O, printr-o legătură liniară de admitanţe.

$$Y'_{sc} = Y_{sc} + Y_s.$$

Reducerea reţelei din fig. 3.38 pentru eliminarea nodului s, se poate face prin transformări succesive (metoda stea-triunghi).

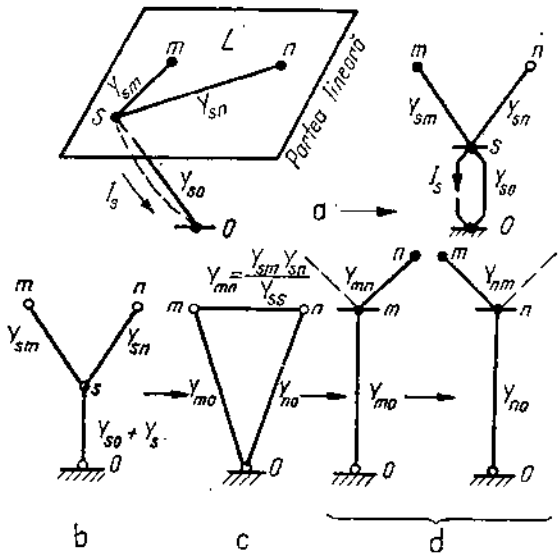


Fig. 3.38. Transformările de tip stea-triunghi pentru reducerea unei reţele.

Prin eliminările succesive rezultă o admitanţă suplimentară între nodurile care rămîn m şi n a cărei expresie este

$$Y_{mn} = \frac{Y_{ms} Y_{ns}}{Y_{ss}}, \tag{3.150}$$

unde Y_{ss} este suma tuturor admitanțelor legate la nodul s care a fost eliminat. Se va putea continua cu această reducere pentru toate nodurile care nu sînt tensiuni reglabile.

Se poate ajunge la același rezultat de eliminare a nodurilor prin procedeul Gauss, care este mult mai utilizat, avînd în vedere că aceste operațiuni se realizează cu ajutorul calculatoarelor electronice.

Pentru aceasta se pleacă de la rezolvarea matricială a ecuației rețelelor electrice scrisă sub forma

$$[i] = [y][u], \tag{3.151}$$

în care: $[i]$ este vectorul curenților injectați în noduri; $[y]$ — matricea nodală de admitanțe; $[u]$ — vectorul tensiunilor nodurilor rețelei.

Ținînd seama de proprietățile matricei de admitanțe $[y]$, care sînt: $Y_{hi} = Y_{ih}$ (simetrie) și $Y_{hh} = -\sum_{i}^{N} Y_{ih} \neq 0$ (elementele diagonalei, nenule), ecuația (3.151) se poate exprima sub forma

$$\begin{bmatrix} i_r \\ \hline i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{rr} & y_{rc} \\ \hline y_{cr} & y_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_r \\ \hline u_c \end{bmatrix}, \tag{3.152}$$

unde $[u_r]$ este matricea nodurilor cu tensiunea reglabilă, aici fiind cuprins și nodul i pentru care se dorește să se sintetizeze o schemă redusă REI, avînd ca tensiune u_i.

Utilizînd pentru nodurile c relația de liniarizare $I_s = Y_s E_s$, se obține o a doua ecuație matricială

$$\begin{bmatrix} i_r \\ \hline 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{rr} & y_{rc} \\ \hline y_{cr} & y'_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_r \\ \hline u_c \end{bmatrix}. \tag{3.153}$$

Ecuația (3.153) diferă de ecuația (3.152) numai prin termenii diagonali. Se elimină în continuare, de jos în sus, necunoscutele u_c. Aceasta revine a extrage expresia tensiunii u_c dintr-o ecuație și a o înlocui în rest, sau altfel spus, de a transforma succesiv matricea $[y]$ din ecuația (3.153), reducînd o linie și o coloană și calculînd de fiecare dată termenii noi prin formula generală (în cazul cînd se elimină nodul s, de exemplu):

$$y_{mn\ (nou)} = y_{mn\ (vechi)} - \frac{y_{ms} y_{ns}}{y_{ss}}. \tag{3.154}$$

Schemele REI sînt scheme deduse dintr-un sistem final de ecuații, în care s-au reținut ca variabile numai curenții injectați și tensiunile

nodale (figura 3.39), pentru nodul în studiu și nodurile considerate cu *tensiuni aplicate* sistemului.

Se poate remarca corespondența biunivocă între fiecare termen al ecuației nodale și mărimile fizice ale rețelei electrice. Ea conservă mărimile nodului pentru care s-a construit schema REI cu adevăratele lor identități,

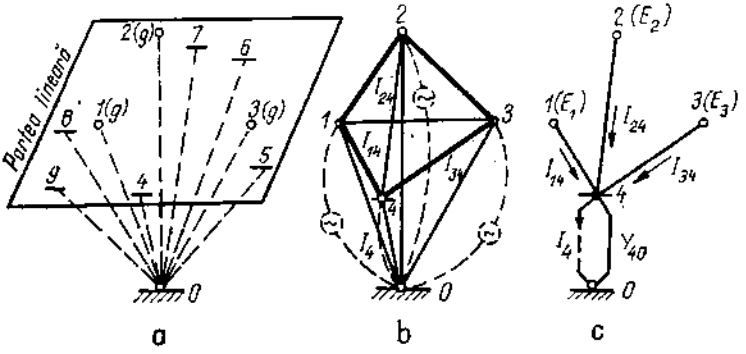


Fig. 3.39. Schema principială pentru reducerea unei rețele electrice :
a — rețea cu trei noduri generatoare cu tensiuni aplicate; *b* — echivalentul REI construit pentru nodul *4*; *c* — schema REI pentru nodul *4*.

căci ea conservă legătura neliniară nealterată. Tensiunile aplicate la această schemă redusă, la nodurile reținute, vor fi aceleași ca tensiunile aplicate la nodurile rețelei reale.

Starea echivalentului REI al sistemului construit pentru extragerea schemei REI a unui nod k, este determinată cînd se consideră tensiunile nodurilor generatoare (surse) ca tensiuni aplicate și cînd se mai adaugă o relație suplimentară pentru mărimile i_k și u_k care apar în nodul k.

Dacă presupunem că curentul injectat în nodul k poate fi presupus ca provenind dintr-o impedanță atunci se poate scrie

$$\begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_1 & y_{12} & \cdots & y_{1k} \\ y_{21} & y_{22} & \cdots & y_{2k} \\ y_{31} & y_{32} & \cdots & y_{3k} \\ \vdots & & & \\ y_{k1} & y_{k2} & \cdots & y_{kk} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \\ \vdots \\ u_k \end{bmatrix} \cdot \qquad (3.155)$$

Injecția de curent în nodul k devine zero și termenul diagonal din aceeași ecuație k se schimbă, prin introducerea admitanței corespunzătoare curentului i_k, ținînd seama de semnele convenite pentru termenul diagonal.

Se poate elimina tensiunea rezultantă u_k, recalculînd termenii matricei $[y]$, obținîndu-se ecuația redusă

$$\begin{vmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} y'_{11} & y'_{12} & y'_{13} \\ y'_{21} & y'_{22} & y'_{23} \\ y'_{31} & y'_{32} & y'_{33} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{vmatrix} \tag{3.156}$$

Această ecuație reprezintă la rîndul său un echivalent de sistem care se găsește prin corespondența termenilor. El conține numai nodurile generatoare și se va numi *echivalentul* REI *final* (fig. 3.40).

Dacă se va considera în ecuația (3.156) ca variabile independente tensiunile aplicate u_1, u_2 și u_3, atunci se vor putea deduce toate valorile injecțiilor de curenți și circulațiilor de putere în toate laturile din echivalent.

Echivalentul REI de sistem cu sarcină unică care se va folosi în analiza structurilor rețelelor electrice de distribuție poate fi dedus atît din echivalentul REI final, cît și din rețeaua inițială. Cel mai simplu mod de a deduce acest echivalent este de a utiliza echivalentul final.

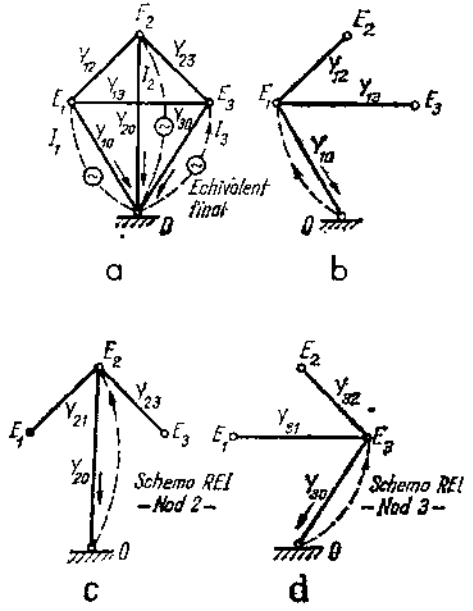


Fig. 3.40. Modul de construire al echivalentului REI final:

a — echivalentul final al sistemului; *b*, *c*, și *d* — schemele REI pentru nodurile reținute în echivalentul final.

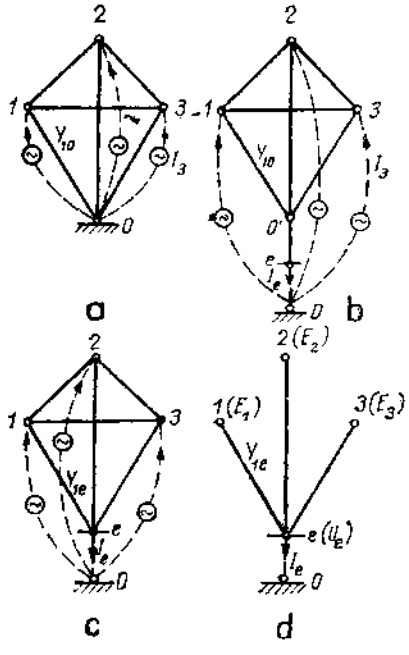


Fig. 3.41. Formarea echivalentului REI al sistemului cu sarcină unică pornind de la echivalentul final.

Pentru echivalentul cu sarcină unică se presupune că toate sarcinile rețelei sînt concentrate într-un singur nod fictiv de unde și numele echivalentului.

Operațiile de obținere a echivalentului REI cu sarcină unică, din echivalentul final, pentru un regim cunoscut (regimul de referință), sînt următoarele (figura 3.41):

— Se detașează nodul O de pămînt și i se adaugă o nouă legătură; operația conduce la rețeaua din fig. 3.41, *b*, unde vechiul nod O a fost notat cu O'.

— Se calculează valoarea admitanței legăturii adăugate, astfel ca traversată de curentul total al surselor $I_1 + I_2 + I_3$, să conducă la pierderi de putere activă și reactivă egale cu sarcina totală a rețelei în regimul cunoscut, din care s-a dedus echivalentul final; se va nota această admitanță cu $-Y'_{eo}$, căci s-a introdus cu semn schimbat.

— Se calculează tensiunea rezultantă a nodului e care este nodul echivalent. Se figurează injecția de curent I_e, care este suma curenților nodurilor generatoare și, în mod egal suma tuturor curenților nodurilor cu sarcină, noduri reduse din echivalentul final.

— Nodul O' nu conține injecții de curent și ca atare se poate elimina printr-o transformare stea-triunghi. După această operație se ajunge la (figura 3.41, *c*) care este *echivalentul cu sarcină unică*. Din acest echivalent se poate extrage schema REI a nodului e fig. 3.41, *d*.

Din punct de vedere analitic operațiile descrise mai sus rezultă după cum urmează:

La ecuația (3.156) se adaugă ecuațiile nodurilor O' și e, după ce s-a determinat în prealabil valoarea admitanței $-Y'_{oo}$, rezultînd:

$$\begin{array}{|c|c|} \hline i_1 \\ \hline i_2 \\ \hline i_3 \\ \hline 0 \\ \hline i_e \\ \hline \end{array} = \begin{array}{c|c|c|c|c|c|} & 1 & 2 & 3 & O' & e \\ \hline 1 & y_{11} & y_{12} & y_{13} & y_{1O'} & 0 \\ \hline 2 & y_{21} & y_{22} & y_{23} & y_{2O'} & 0 \\ \hline 3 & y_{31} & y_{32} & y_{33} & y_{3O'} & 0 \\ \hline O' & y_{O'1} & y_{O'2} & y_{O'3} & y_{O'O'} & y_{O'e} \\ \hline e & 0 & 0 & 0 & y_{eO'} & y_{ee} \\ \hline \end{array} \cdot \begin{array}{|c|} \hline u_1 \\ \hline u_2 \\ \hline u_3 \\ \hline u_{O'} \\ \hline u_e \\ \hline \end{array} \qquad (3.157)$$

În matricea $[y]$ din (3.157) se poate reduce ultima linie și coloană care va corespunde cazului cînd nodul e este considerat ca nod de referință pentru tensiuni.

Expresia (3.157) conține o ecuație în plus, care nu este necesară pentru determinarea stării noii rețele, căci singurele patru tensiuni sînt *independente* în noua configurație a rețelei. Pentru eliminarea nodului O', se recalculează termenii matricei $[y]$ cu formula generală (3.154).

Dacă se consideră ca nod de referință nodul e, în locul nodului neutru, se ajunge la o formulă identică cu aceea a echivalentului final.

Echivalentul REI cu sarcină unică se poate deduce și din rețeaua inițială (fig. 3.42). În fig. 3.42, *a* s-a reprezentat de o manieră foarte simplă

rețeaua inițială. Nodurile g sînt noduri generatoare, iar nodurile s noduri de sarcină. În fig. 3.42, b toate sarcinile au fost înlocuite prin impedanțe corespunzătoare regimului de referință cunoscut.

Prima operație care trebuie efectuată pentru obținerea echivalentului rămîne similară cu cea din cazul precedent. Se figurează nodul O' comun legăturilor liniare adăugate la rețeaua din fig. 3.42, a și se detașează nodul pămînt. Aceasta revine a adăuga la rețeaua inițială o rețea liniară reprezentînd toate sarcinile rețelei avînd aspectul din fig. 3.43. Se adaugă la această rețea aceeași legătură, avînd admitanța egală cu $-Y_{ee'}$, ca în soluția precedentă. Diferențele în raport cu soluția precedentă, cînd s-a plecat de la echivalentul final, sînt:

— legăturile liniare existînd în rețeaua inițială sînt conservate cu adevărata lor identitate în această transformare de rețea — legăturile $g - O$ în fig. 3.42, b;

— curentul I_e rezultînd din suma curenților de sarcini s, nu este egal cu curentul total al surselor. Trebuie adăugat la curentul I_e, curenții care traversează legăturile liniare $g - O$ pentru a se ajunge la curentul total injectat pentru toate sursele.

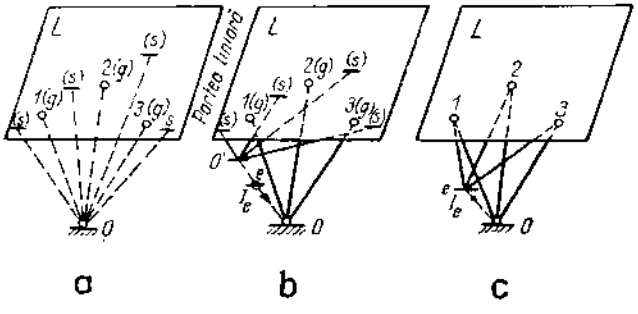


Fig. 3.42. Construirea echivalentului REI al sistemului cu sarcină unică plecînd de la rețeaua reală (pentru simplificarea figurii nu s-au mai figurat injecțiile de curent).

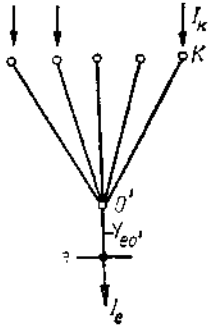


Fig. 3.43. Schema radială a admitanțelor ce se adaugă rețelei reale în nodurile K, pentru a obține echivalentul REI cu un nod fictiv înlocuind nodurile K.

A doua operație constă în calcularea admitanței negative notată cu $-Y_{eO'}$, care se face în aceeași manieră ca în soluția precedentă, pentru a anula pierderile care se produc cînd este traversată de curentul I_e. Ea va avea deci valoarea fictivă care rezultă pentru ca pierderile de putere activă și reactivă să fie nule în rețeaua liniară adăugată, în care valorile admitan-

ţelor şi curenţii injectaţi I_s corespund regimului de referinţă. Această admitanţă rezultă din formula

$$\frac{I_s^2}{Y_{sO'}} = \sum_s \frac{I_s^2}{Y_{sO}}.$$

A treia operaţie, constă în eliminarea nodului O' care neconţinînd injecţie de curent poate fi eliminat printr-o transformare stea-triunghi. Se ajunge astfel la o reţea figurată în 3.42, *c*, care reprezintă echivalentul cu sarcină unică.

Se pot obţine şi alte tipuri de echivalenţi REI conţinînd noduri fictive cum este cel cu generator unic, reprezentat în fig. 3.44. Operaţiile care trebuie făcute pentru a obţine acest echivalent sînt aceleaşi ca cele expuse pentru echivalentul cu sarcină unică.

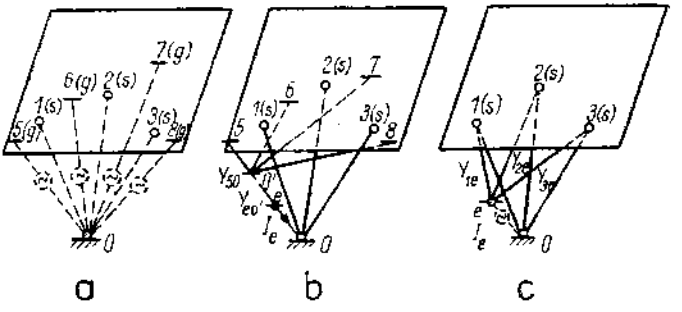


Fig. 3.44. Formarea unui nod fictiv înlocuind un număr de noduri generatoare.

Modelele REI prezintă o serie de particularităţi importante şi anume :

— păstrează o natură identică cu reţelele electrice pe care le prezintă ; elementele eliminate din reţeaua reală se regăsesc conţinute în elemente cu o natură identică în modelul rezultat ;

— păstrează bilanţul puterilor reţelei electrice reale neschimbat, nodurile fictive avînd puteri injectate egale cu suma puterilor nodurilor pe care le-au înlocuit ;

— pierderile de circulaţie în ramurile echivalenţilor REI cu noduri fictive sînt identice cu pierderile de circulaţie din reţeaua reală ;

— păstrează valorile curenţilor de scurtcircuit din reţeaua reală ;

— nodurile fictive ale modelelor REI pot integra orice nod, din orice punct al reţelei, indiferent de poziţia lui în geometria reţelei ; această proprietate a nodurilor fictive are o importanţă deosebită în anumite probleme ;

— modelele REI pot fi constituite ca echivalenţi de sistem, de nod, de reţele mari sau sectoare de reţele interconectate prin interconectarea echivalenţilor reprezentativi ai subreţelelor grupate în interconexiuni (fig. 3.45).

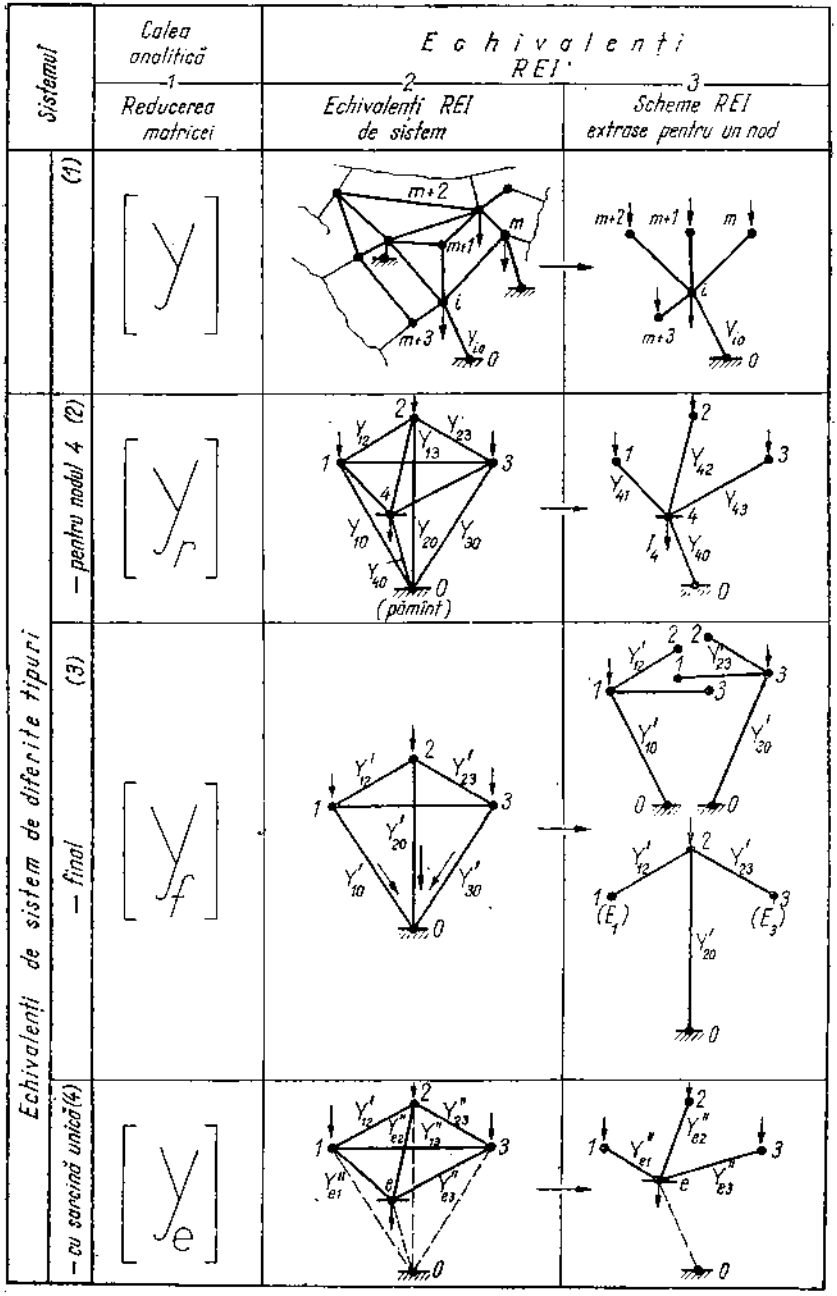


Fig. 3.45. Exemple de echivalenți REI de sistem.

3.3.2. DETERMINAREA DEFECTELOR DE STRUCTURĂ ALE UNEI REȚELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE. INDICATORII DE STRUCTURĂ

Cu ajutorul echivalenților REI de sistem se pot efectua :

— analize de structuri ale rețelelor electrice de distribuție ;

— simulări pentru analiza stării rețelei în cazul dispariției unei legături sau a unei surse reținute în echivalent ;

— alegerea locului optim pentru amplasarea unui nou punct de injecție într-o rețea electrică de distribuție existentă etc.

Echivalentul REI de sistem cu sarcină unică păstrează o topologie identică în cazul schimbării structurii rețelei (ieșiri de linii din circuit, introducerea de noi surse de alimentare etc.). Schimbarea apare numai în valorile admitanțelor laturilor ce leagă nodurile respective. Pentru determinarea ușoară a acestor schimbări în calcule, se pot determina anumiți coeficienți constanți, cu care se vor putea înmulți valorile admitanțelor laturilor în cazul unor schimbări de structură.

Pentru a se vedea cum se aplică metoda [33], se consideră o rețea electrică de distribuție (fig. 3.46) avînd următoarele elemente :

N — numărul total de noduri ale rețelei ;

N_G — numărul de noduri de tip generator (surse de injecție a energiei în rețea) ;

N_C — număr de noduri de tip consumator care urmează a fi înlocuite printr-un nod fictiv al sarcinii unice.

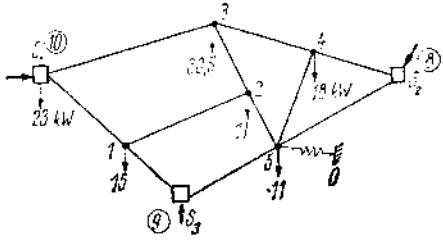


Fig. 3.46. Exemplu de rețea de joasă tensiune.

Se presupune că regimul staționar al rețelei s-a calculat anterior astfel că sînt cunoscute :

— puterile (active și reactive) debitate de fiecare sursă (nod generator) ;

— puterile (active și reactive) absorbite în nodurile consumatoare ale rețelei ;

— tensiunile în toate nodurile rețelei.

Operațiunea de transformare a rețelei comportă două trepte de reducere și anume :

— aruncarea sarcinilor la noduri pentru nodurile apropiate, în vederea obținerii unei rețele cu un număr mai redus de noduri ;

— obținerea unei scheme echivalente reduse în care toate nodurile consumatoare cu proprietăți apropiate au fost înlocuite printr-un singur nod fictiv consumator obținîndu-se astfel echivalentul REI cu sarcină unică.

Ecuația matricială care descrie rețeaua inițială este ecuația (3.151), ecuație care poate fi scrisă și sub forma

$$\begin{matrix} \\ c \\ g \end{matrix} \begin{bmatrix} i_c \\ i_g \end{bmatrix} = \begin{matrix} \begin{matrix} c & g \end{matrix} \\ \begin{bmatrix} y_{cc} & y_{cg} \\ y_{gc} & y_{gg} \end{bmatrix} \end{matrix} \cdot \begin{bmatrix} u_c \\ u_g \end{bmatrix}, \tag{3.158}$$

în care $[i]$, $[y]$ și $[u]$ au aceeași semnificație ca în (3.151) și sînt afectați de indicele c pentru nodurile de tip consumator și indicele g pentru nodurile de tip generator.

Nodurile care se elimină sînt *liniarizate* prin introducerea unei relații de dependență liniară între curentul injectat și tensiunea respectivă

$$i_h = Y_{0h} u_h. \tag{3.159}$$

Pentru determinarea schemei REI a unui nod consumator i, sarcinile din celelalte noduri consumatoare sînt înlocuite prin admitanțe conform relației (3.159), iar sistemul de ecuații (3.158) devine

$$\left.\begin{aligned} &Y_{11} u_1 + Y_{12} u_2 + \ldots + Y_{1N} u_N = 0; \\ &\vdots \\ &Y_{i-1,1} u_1 + Y_{i-1,2} u_2 + \ldots + Y_{i-1,N} u_N = 0; \\ &Y_{i1} u_1 + Y_{i2} u_2 + \ldots + Y_{iN} u_N = i_i; \\ &\vdots \\ &Y_{N1} u_1 + Y_{N2} u_2 + \ldots + Y_{NN} u_N = i_N. \end{aligned}\right\} \tag{3.160}$$

în care: $Y_{jk} = g_{jk} + jb_{jk}$ — reprezintă admitanța între nodurile j și k $(j, k = 1, \ldots, N;\ j \neq k)$;

$$Y_{jj} = -\left(\sum_{k=1}^{N} Y_{jk} + Y_{0j}\right);\ (j \in N_c,\ j \neq k),$$

unde Y_{0j} este admitanța corespunzătoare liniarizării puterii active și reactive din nodul j.

Pentru obținerea matricei reziduale care caracterizează sistemul compus din nodul în studiu și nodurile generatoare se aplică procedeul de eliminare Gauss de $N_c - 1$ ori, obținîndu-se sistemul de ecuații:

$$\left.\begin{aligned} &Y_{ii}^{(N_c-1)} u_i + \ldots + Y_{iN}^{(N_c-1)} u_N = i_i; \\ &\vdots \\ &Y_{Ni}^{(N_c-1)} u_i + \ldots + Y_{NN}^{(N_c-1)} u_N = i_N. \end{aligned}\right\} \tag{3.161}$$

în care termenul general se determină cu relația :

$$Y_{km}^{(p)} = Y_{km}^{p-1} - \frac{Y_{pk}^{(p-1)} Y_{pm}^{(p-1)}}{Y_{pp}^{(p-1)}}, \quad (p = 1, \ldots, N_c - 1). \qquad (3.162)$$

Conform procedeului general indicat, nodurile cu proprietăți apropiate pot fi înlocuite printr-un nod fictiv cu ajutorul unei rețelei liniare și radiale avînd balanța energetică nulă, obținîndu-se echivalentul REI căutat (fig. 3.47 și 3.48).

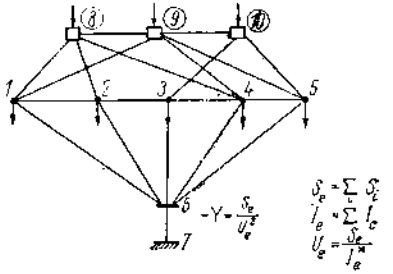


Fig. 3.47. Schema REI pentru rețeaua dată.

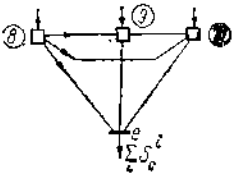


Fig. 3.48. Echivalentul REI cu sarcină unică rezultat.

Toate aceste eliminări se fac cu ajutorul unui program de calcul a cărei schemă logică de principiu este dată în fig. 3.49.

Ca indicatori generali de structură, obținuți prin analiza rețelelor cu ajutorul echivalenților REI de sistem, se menționează :

a. Verificarea regimului staționar inițial. În cazul că regimul staționar al rețelei nu a fost corect determinat, adică valorile tensiunilor din noduri nu au fost bine calculate sau au fost calculate cu erori prea mari, balanța de verificare prin echivalenți nu se mai închide sau se închide cu o diferență foarte mare.

b. Circulații de curent (puteri) nule sau foarte mici între diferitele surse păstrate în echivalent, semnifică faptul că sursele de injecție sînt bine plasate în rețea.

c. Circulații mari de curenți între două sau mai multe surse păstrate în echivalent arată că sursele nu sînt bine plasate în rețea trebuind să se procedeze la reamplasarea lor.

d. Circulație de curent nulă de la o sursă către nodul de sarcină unică, dacă și condiția *b* este îndeplinită, atunci sursa de injecție respectivă poate să dispară, iar puterea ei se repartizează la alte surse sau sursa se mută în alt nod din rețea unde aportul ei este mai eficient.

e. Circulație de curent negativă, adică curentul circulă de la nodul fictiv al sarcinii către un nod sursă reținut în echivalent, și admitanța respectivă este tot negativă ; în acest caz, vor lua naștere circulații de

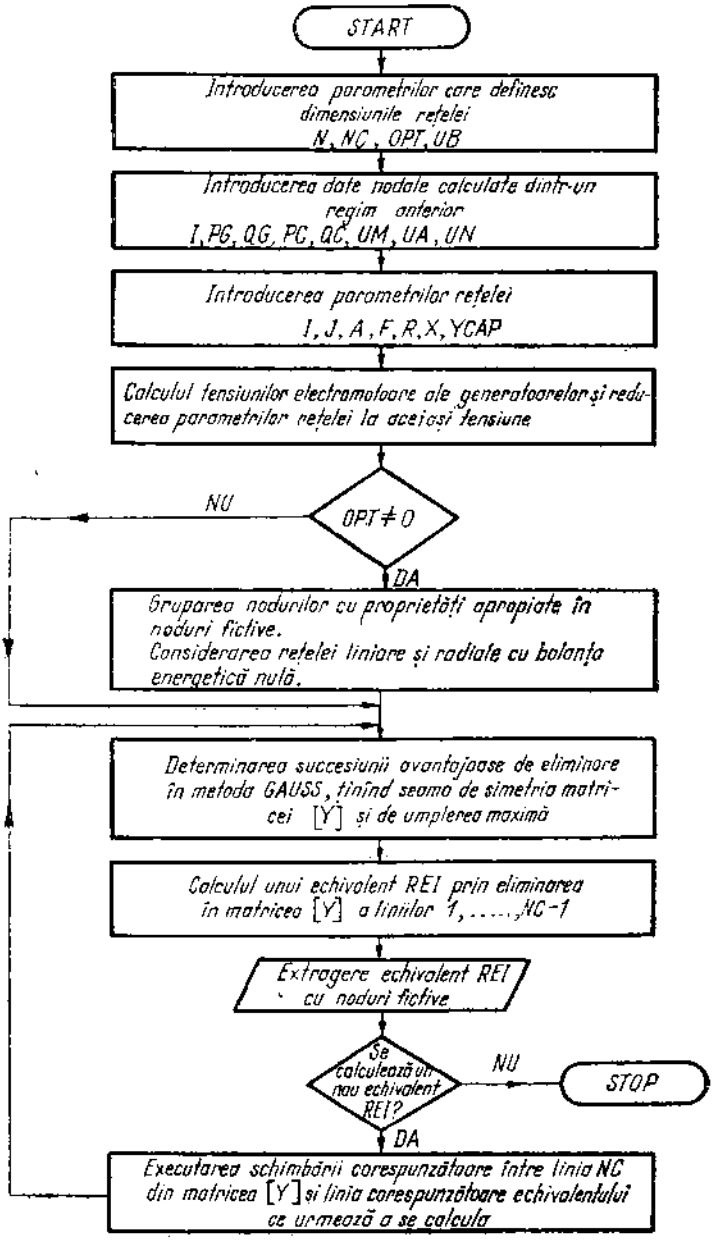

START
Introducerea parametrilor care definesc dimensiunile rețelei
N, NC, OPT, UB
Introducerea date nodale calculate dintr-un regim anterior
I, PG, QG, PC, QC, UM, UA, UN
Introducerea parametrilor rețelei
I, J, A, F, R, X, YCAP
Calculul tensiunilor electromotoare ale generatoarelor și reducerea parametrilor rețelei la aceiași tensiune
NU
OPT ≠ 0
DA
Gruparea nodurilor cu proprietăți apropiate în noduri fictive.
Considerarea rețelei liniare și radiale cu balanța energetică nulă.
Determinarea succesiunii avantajoase de eliminare în metoda GAUSS, ținînd seama de simetria matricei [Y] și de umplerea maximă
Calculul unui echivalent REI prin eliminarea în matricea [Y] a liniilor 1, ..., NC-1
Extragere echivalent REI cu noduri fictive
Se calculează un nou echivalent REI?
NU
STOP
DA
Executarea schimbării corespunzătoare între linia NC din matricea [Y] și linia corespunzătoare echivalentului ce urmează a se calcula

Fig. 3.49. Schema logică de principiu a programului de calcul pentru reducerea unei rețele prin metoda echivalenților REI.

curent între nodurile sursă, ceea ce conduce la necesitatea mutării sursei respective într-un loc mai convenabil în rețea.

Circulația de curent negativă și admitanță negativă sau apropiată de zero, între oricare din nodurile generatoare din echivalent și nodul fictiv al sarcinii, conduce la necesitatea examinării circulațiilor pe plecările din nodul respectiv și găsirea unei poziții mai favorabile de amplasare a sursei în rețea.

f. Mutarea surselor se va face către ramurile din echivalent care au circulațiile de curent cele mai mari.

3.4. CALCULUL SIGURANȚEI ÎN FUNCȚIONARE A REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

Pe măsura dezvoltării rețelelor electrice de distribuție proiectarea judicioasă a acestora nu se mai poate concepe fără considerarea gradului de siguranță ce trebuie asigurat consumatorilor, care devin din ce în ce mai pretențioși în ceea ce privește calitatea energiei electrice furnizate.

Apare astfel necesară elaborarea unor criterii obiective care să caracterizeze o schemă de rețea de distribuție din punctul de vedere al siguranței în funcționare (continuități în alimentare) și stabilirea unor valori concrete de indicatori de siguranță, care să permită analiza comparativă tehnico-economică între variantele care satisfac condiții de siguranță impuse.

În cazul consumatorilor urbani și rurali se consideră că urmările nealimentării cu energie electrică nu pot fi prinse ca daune, ele avînd mai mult efecte sociale importante, care însă nu pot fi evaluate.

Este deci important de a obține niște indicatori care să definească siguranța în funcționare a acestor rețele și care să permită aprecierea îmbunătățirilor ce se pot aduce din punct de vedere al siguranței prin investiții suplimentare în instalații.

Se consideră că pentru rețelele electrice de distribuție se pot adopta, la barele de joasă tensiune ale posturilor de transformare, următorii indicatori de siguranță :

— numărul mediu probabil al întreruperilor în alimentarea cu energie electrică pe an și post de transformare de MT/JT (întreruperi de manevră și de durată) ;

— durata medie probabilă a unei întreruperi pe an și post de transformare ;

— durata indisponibilității unei rețele ca indice global al siguranței în funcționare, în ore/100 km de rețea.

Existența acestor valori numerice pentru indicatorii de siguranță va permite adîncirea studiilor de alegere a soluțiilor de dezvoltare a rețelelor electrice de distribuție, analiza comparativă tehnico-economică a variantelor putîndu-se face corect, între schema care asigură indicatorul de siguranță impus.

Metodologia referitoare la calculele de fiabilitate într-o rețea de distribuție se bazează pe cunoașterea legii de probabilitate care guvernează duratele aleatoare ale perioadelor de funcționare și duratele perioadelor de defect (avarii) pentru fiecare element constitutiv al unei rețele electrice de distribuție (transformator, întreruptor, separator, stîlp, conductor etc.) [16]. Prin urmare, siguranța funcționării oricărui element al unei rețele de distribuție se stabilește pe baza distribuțiilor de probabilitate aferente perioadelor de funcționare și de avariere ale elementului respectiv. Siguranța apare deci ca o funcție de probabilitate avînd ca variabile timpul și comportarea posibilă a sistemului sau elementului respectiv.

Pentru o înțelegere mai ușoară a problemei siguranței în funcționare se dau cîteva noțiuni și se definesc unele mărimi ce intră în acest calcul.

Numărul mediu de refuzuri N, numărul stărilor de refuz determinat prin observație statistică, într-o perioadă de timp planificată T_p.

Durata timpului de bună funcționare t_f este o variabilă aleatoare care desemnează durata unei perioade de funcționare a unui element sau instalații și se exprimă de regulă în ore.

Durata totală de funcționare T_f, determinată prin observație statistică, într-o perioadă de timp T_p, ca sumă a duratelor de funcționare (succes), între două stări de refuz și se definește prin relația

$$T_f = \sum_{i=1}^{N} t_f^{(i)} \text{ [h]}. \tag{3.163}$$

Durata medie a unei stări de succes $\hat{T}_f$, este valoarea medie a timpului de funcționare între două refuzuri succesive,

$$\hat{T}_f = \frac{T_f}{N} \text{ [h]}. \tag{3.164}$$

Durata stării de refuz t_d, este variabila aleatoare care desemnează durata unei perioade de defect a elementului, exprimată în ore.

Durata totală a stării de refuz T_d, determinată prin observație statistică, într-o perioadă de timp T_p, se definește ca sumă a duratelor de refuz între două stări de funcționare succesive și se definește prin relația

$$T_d = \sum_{i=1}^{N} t_d^{(i)} \text{ [h]}. \tag{3.165}$$

Durata medie a unei stări de refuz $\hat{T}_d$, reprezintă valoarea medie a timpului de refuz între două stări de funcționare (succes) succesive și se determină cu relația

$$\hat{T}_d = \frac{T_d}{N} \text{ [h]}. \tag{3.166}$$

Intensitatea de avariere λ, este densitatea probabilității condiționate ca dispozitivul aflat în stare de succes (funcționare) la momentul t să treacă în stare de refuz (defect) în intervalul $(t, t + \mathrm{d}t)$. Se determină practic, cu relația

$$\hat{\lambda} = \frac{1}{\hat{T}_f} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{N} \frac{t_f^{(i)}}{N}} \quad [\mathrm{s}^{-1}]. \tag{3.167}$$

$\hat{\lambda}$ este o estimație a mediei timpilor de bună funcționare t_f.

Intensitatea de reparare μ este densitatea probabilității condiționate ca dispozitivul aflat în stare de refuz (defect), la momentul t, să treacă în stare de succes în intervalul $(t, t + \mathrm{d}t)$. Se determină practic cu relația

$$\hat{\mu} = \frac{1}{\hat{T}_d} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{m} \frac{t_d^{(i)}}{m}} \quad [\mathrm{s}^{-1}]. \tag{3.168}$$

$\hat{\mu}$ este o estimație a mediei timpilor de nefuncționare (defect) t_d.

Durata de alimentare cerută de un consumator T_c, este intervalul de timp în cadrul unui an calendaristic, pentru care consumatorul solicită asigurarea continuității în alimentare, exprimată în ore.

Durata de nealimentare a unui consumator T_n, este intervalul de timp în care consumatorul nu este alimentat (accidental sau planificat), exprimată în ore.

Grad de asigurare a continuității în alimentarea consumatorilor C în punctul de delimitare între instalațiile întreprinderii furnizoare de energie și întreprinderea consumatoare este raportul dintre durata probabilă de alimentare continuă și durata de alimentare cerută:

$$C = \frac{T_c - T_n}{T_c} 100 \ [\%]. \tag{3.169}$$

3.4.1. DETERMINAREA INDICATORILOR DE SIGURANȚĂ PENTRU REȚELELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

Calculul siguranței în funcționare a unei rețele electrice de distribuție consideră o linie electrică ca o conexiune în serie a mai multor elemente (transformatoare, separatoare, întreruptoare, stîlpi, izolatoare, conductoare etc.) (fig. 3.50). Ieșirea din funcțiune a unui singur element din această rețea (de exemplu elementul *3* — întreruptorul din fig. 3.50, *b*) conduce la scoaterea din funcțiune a întregii instalații.

Acest lucru echivalează pentru siguranța în funcționare cu faptul ca și cum întreaga rețea ar fi constituită dintr-un singur element echivalent.

Pentru fiecare element component al unei rețele electrice trebuie să se determine indicatorii de siguranță, cît și intervalul de încredere corespunzător.

Analiza statistică a datelor existente în exploatare, referitoare la istoria comportării în timp a echipamentelor, trebuie să se concretizeze în estimarea parametrilor $\lambda(t)$ (intensitatea de avariere) și $\mu(t)$ (intensi-

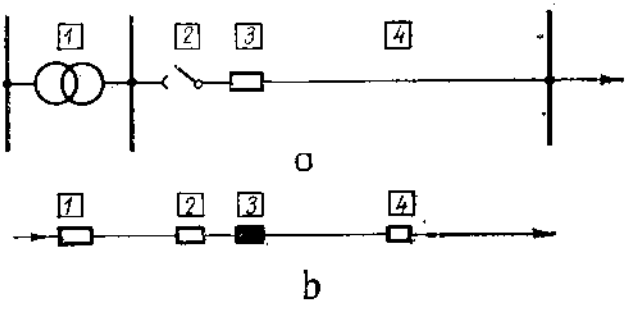


Fig. 3.50. Schema principială pentru calculul siguranței în funcționare a unei rețele electrice de distribuție :

a — Schema principială a rețelei; *b* — schema pentru calculul siguranței în funcționare.

tatea de reparare), aferenți diferitelor tipuri de echipamente din rețelele electrice de distribuție. De asemenea, această analiză trebuie să cuprindă verificarea ipotezelor statistice referitoare la caracterul exponențial al distribuției $F(t)$ și la înglobarea a două eșantioane provenite din experiențe independente, într-o aceeași populație statistică (verificarea omogenității materialului statistic).

Ipoteza referitoare la forma exponențială a distibuției $F(t)$ echivalează pentru echipamentul considerat cu lipsa unor fenomene de uzură care să influențeze semnificativ durata T_f. În cazul în care această ipoteză nu este adevărată, adică pentru elementele a căror funcționare este afectată semnificativ de uzură sau îmbătrînire, se va recurge la distribuțiile de tip Weibull [18].

Ipoteza referitoare la înglobarea a două eșantioane, provenite din experimente independente, într-o aceeași populație statistică echivalează pentru echipamentul considerat, cu absența unor condiții locale care să influențeze semnificativ durata T_f sau durata T_d.

De exemplu, culegînd din exploatare datele statistice de la două întreprinderi de rețele, referitoare la funcționarea aceluiași tip de echipament, este necesară verificarea ipotezei de a putea considera aceste date ca două eșantioane ale unei singure populații statistice.

În determinarea indicatorilor de siguranță se pleacă de la intensitatea de avariere $\lambda(t)$ și intensitatea de reparare $\mu(t)$ unde $\lambda(t)$ este probabilitatea ca elementul care a funcționat fără defecțiune pînă la momentul t să se defecteze în următoarea unitate de timp (dacă desigur această unitate de timp este mică).

În termeni de teoria siguranței $\lambda(t)$ este densitatea de repartiție de defectare la momentul t condiționată de faptul că elementul a funcționat fără defecțiuni pînă la acest moment.

Funcția $\lambda(t)$ pentru un element se determină cu relația

$$\lambda(t) = -\frac{P'(t)}{P(t)},$$

în care $P(t)$ este probabilitatea ca elementul să funcționeze la momentul t, funcție ce este denumită adesea *funcție de siguranță*, și este dată de relația

$$P(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t)\,dt}. \tag{3.170}$$

Funcția $P(t)$ pentru elementele rețelelor electrice se poate afla din datele de exploatare.

Să presupunem că trebuie să aflăm valoarea acestei funcții pentru $t = t_0$, adică probabilitatea de funcționare de-a lungul timpului t_0. Să considerăm că avem supuse spre observație N elemente identice iar durata observației se face în timpul t_0. Se presupune că în momentul terminării experienței nu s-au defectat un număr n elemente. Se poate considera în acest caz că experimentul este o serie de N experiențe independente, în fiecare experiență putînd să apară unul din următoarele două elemente: sau s-a defectat elementul sau nu s-a defectat. Raportul $\frac{n}{N}$ este frecvența de apariție a primului eveniment și după teorema lui Borel [17] cu probabilitatea 1 avem

$$\frac{n}{N} \to P(t_0) \text{ cînd } N \to \infty.$$

Aceasta înseamnă că pentru N mare, cu o probabilitate apropiată de 1 are loc egalitatea aproximativă

$$\frac{n}{N} \approx P(t_0).$$

Dacă vrem să aflăm funcția $P(t)$ pentru orice valoare $t \leqslant t_0$ atunci trebuie să efectuăm experiența de-a lungul timpului t_0 și să înregistrăm momentele de apariție ale defecțiunilor. Cunoscînd aceste momente se determină ușor funcția $n(t)$ care este egală cu numărul de elemente ce nu s-au defectat la momentul t. La momentul inițial această funcție este egală cu $n(0) = N$, iar în momentul fiecărei defecțiuni se micșorează cu o unitate.

Raportul $P_N(t) = \frac{n(t)}{N}$ se numește funcție empirică de siguranță.

Cînd N crește această funcție se apropie uniform de funcția $P(t)$ și pentru N mare are loc egalitatea aproximativă:

$$P_N(t) = \frac{n(t)}{N} \approx P(t).$$

Funcția $\lambda(t)$ poate fi determinată și ea în urma rezultatelor experiențelor.

Se vor experimenta N elemente și se observă defecțiunile lor. Fie $n(t)$ numărul de elemente ce nu se defectează la momentul t. Atunci pentru Δt suficient de mic și N suficient de mare:

$$\lambda(t) = -\frac{P'(t)}{P(t)} \approx \frac{P(t) - P(t+\Delta t)}{\Delta t\, P(t)} \approx \frac{\frac{n(t) - n(t+\Delta t)}{N}}{\Delta t \frac{n(t)}{N}} =$$

$$= \frac{\Delta n}{\Delta t\, n(t)}, \tag{3.171}$$

unde Δn este numărul de defecțiuni pe intervalul $(t, t+\Delta t)$.

Și astfel, dacă Δt este suficient de mic, iar Δn mare:

$$\lambda(t) \approx \frac{\Delta n}{\Delta t\, n(t)}. \tag{3.172}$$

Adică statistic, pericolul de defectare este egal cu numărul de defecțiuni apărute în unitatea de timp raportat la numărul de elemente ce nu se defectează la momentul dat.

În regim normal de funcționare, se poate admite că funcțiile $\lambda(t)$ și $\mu(t)$ sînt independente de timp și se poate considera

$$\lambda(t) = \lambda_0 = \text{const};$$

$$\mu(t) = \mu_0 = \text{const}.$$

Pentru intensitatea de avariere constantă, funcția de siguranță este de forma

$$P(t) = e^{-\lambda_0 t}. \tag{3.173}$$

O astfel de lege de siguranță se numește exponențială.

Timpul mediu de viață al elementului în acest caz este dat de relația

$$M[T_0] = \int_0^\infty e^{-\lambda_0 t}\, dt = \frac{1}{\lambda_0}. \tag{3.174}$$

Astfel, în cazul legii exponențiale intensitatea de avariere (pericolul de defectare) este inversul timpului mediu de funcționare. De aceea, funcția de siguranță se poate scrie și astfel

$$P(t) = e^{-\frac{t}{T_0}}. \tag{3.175}$$

Este important de remarcat că T_0 poate să nu fie în realitate timpul mediu. Considerarea intensității de avariere constantă pe intervalul de timp considerat, poate să nu fie constant în afara acestui interval căci la sfîrșit orice element începe să *îmbătrînească*. De aceea este mai corect să se spună că T_0 este timpul mediu al elementului al cărui pericol de defectare este constant pe tot intervalul infinit de timp, iar pe intervalul de timp considerat coincide cu intensitatea de avariere al elementului nostru.

Legea exponențială de siguranță posedă proprietatea importantă că probabilitatea de funcționare pe un interval dat $(t, t + \tau)$ nu depinde de timpul de funcționare precedent t ci numai de lungimea intervalului τ.

Cu alte cuvinte, dacă se cunoaște că la un moment dat elementul funcționează corect, atunci comportarea lui în viitor nu depinde de trecut. Într-adevăr probabilitatea de funcționare pe intervalul $(t, t + \tau)$ este

$$P(t, t+\tau) = \frac{P(t+\tau)}{P(t)} = e^{-\lambda\tau}.$$

În mod similar durata medie a unei stări de refuz este

$$M[T_d] = \frac{1}{\mu_0},$$

în care μ_0 este intensitatea de reparare.

După determinarea indicatorilor de siguranță pentru fiecare element component al unei rețele electrice se poate trece la determinarea indicatorilor de siguranță globali pentru întreaga rețea (elementele fiind dispuse în serie) conform relațiilor

$$\lambda_e = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i; \tag{3.176}$$

$$\mu_e = \frac{\lambda_e}{\sum_{i=1}^{n} \frac{\lambda_i}{\mu_i}}, \tag{3.177}$$

în care λ_e este intensitatea de avariere a rețelei în ansamblu în s^{-1}; μ_e — intensitatea de reparare a rețelei în s^{-1}; λ_i, μ_i — intensitatea de avariere, respectiv reparare a elementului i din lanțul de calcul; n — numărul de elemente componente din care este constituită rețeaua la care se calculează indicatorii de siguranță.

Un indice global al siguranței în funcționare îl reprezintă și indisponibilitatea rețelei. Indisponibilitatea unei rețele se definește ca raportul dintre energia nelivrată la timp consumatorilor în zona respectivă și media orară a energiei electrice cerută de consumatori, în intervalul de timp considerat.

În funcție de timpii de indisponibilitate care se iau în considerare se pot întîlni diverse tipuri de indisponibilități: de avarie, de revizie sau suma acestora. Indisponibilitatea totală face o apreciere globală a unei rețele electrice, privind timpul de nealimentare cu energie electrică a consumatorilor.

3.4.2. DESCRIEREA MODELULUI MATEMATIC

Comportarea probabilă în timp a elementelor dintr-o rețea de distribuție, este definită de un șir de perioade de timpi de funcționare $t_f^{(i)}$, care alternează cu perioade de avarii (defect) $t_d^{(i)}$. O istoriogramă tipică a unui element sau instalații de distribuție este dată în fig. 3.51.

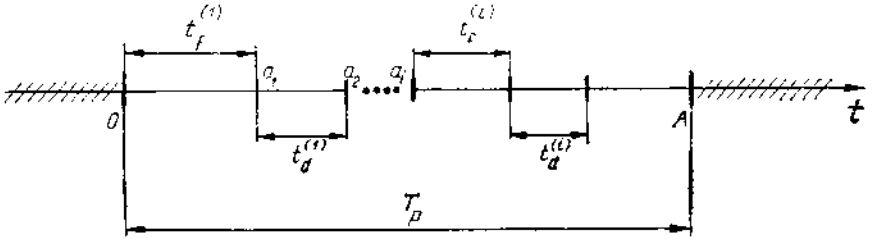


Fig. 3.51. Istoriograma comportării unui echipament în perioada de funcționare planificată T_p.

Așadar, istoria avariilor unui element sau instalații este un proces stochastic, proces definit de o familie de funcții aleatorii, deoarece avariile au o desfășurare întîmplătoare în timp.

Distribuțiile de probabilitate care caracterizează comportarea previzibilă a unui element dintr-o rețea electrică sînt

$$F(t) = P\{T_f \leqslant t\}\,;\; G(t) = P\{T_d \leqslant t\}.$$

În cazul elementelor constitutive ale rețelelor electrice de distribuție $F(t)$ și $G(t)$ aparțin, așa cum s-a mai spus, în general, clasei distri-

buțiilor exponențiale, adică sînt de forma

$$F(t) = 1 - e^{-\theta^{-1}t}; \; G(t) = 1 - e^{-\omega^{-1}t}, \tag{3.178}$$

deosebindu-se numai după valorile parametrilor θ și ω.

Modelul matematic adecvat pentru descrierea funcționării în timp a unei rețele electrice îl constituie *procesele stochastice de tip Markov*. Un proces stochastic este un model matematic al unui proces empiric a cărui dezvoltare un timp este guvernată de legi probabilistice. El este definit de o familie de variabile aleatoare $\{x(t); \; t \in T\}$, care indică evoluția în timp a procesului stochastic.

În practică, $x(t)$ reprezintă observația la momentul t, iar T timpul în care sînt efectuate observațiile. Defectarea și repararea diferitelor componente sînt evenimente cărora le corespund probabilitățile de tranziție λdt și μdt ale componentelor unei scheme electrice într-un interval de timp elementar dt.

În regim normal de funcționare, ieșirea sau reintrarea în funcțiune a unui element al schemei se consideră ca un eveniment a cărui probabilitate nu depinde de momentul în care se va produce, ci numai de durata intervalului în care se va realiza. Acest mod de comportare se numește *proces Markov staționar* (sau omogen).

Pentru un element dintr-o instalație sau chiar pentru o instalație în ansamblu, stările posibile în care se poate găsi sînt:

— starea 0 — stare de funcționare (de succes) a elementului;

— starea 1 — stare de defectare (de refuz) a elementului.

Modelul matematic, atașat fenomenului fizic, este un lanț Markov cu două stări: $\{x(t) = i; \; t \in [0; \infty], \; i \in [0; 1]\}$.

Pentru descrierea unei stări posibile a elementului în viitor, trebuie să se cunoască distribuția perioadelor de succes și de refuz. Dacă elementul este în funcțiune la momentul t, se admite probabilitatea ca el să se avarieze în intervalul de timp elementar $(t, t + dt)$, ca fiind $\lambda(t)\, dt$.

În mod analog, probabilitatea ca elementul avariat să reintre în funcțiune în intervalul $(t, t + dt)$ este $\mu(t)\, dt$.

Se admite că funcțiile $\lambda(t)$ și $\mu(t)$ sînt constante în timp și egale cu λ_0, respectiv cu μ_0.

Dacă în relația (3.178) se înlocuiește $\theta^{-1} = \lambda_0$ și $\omega^{-1} = \mu_0$, se obține:

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda_0 t}; \; G(t) = 1 - e^{-\mu_0 t}. \tag{3.179}$$

Densitatea de probabilitate de avarie $f(t)$ (fig. 3.52), se calculează cu relația

$$f(t) = F'(t) = \lambda_0 e^{-\lambda_0 t}.$$

Valoarea medie are următoarea valoare

$$M[t] = \int_0^\infty t\, f(t)\, dt = \int_0^\infty t\, \lambda_0 e^{-\lambda_0 t}\, dt = \frac{1}{\lambda_0}.$$

Cînd fiabilitatea este exponențială, mai bine zis cînd $P_0(t) = e^{-\lambda_0 t}$ se obține relația pentru media timpului de bună funcționare

$$M[T_f] = \frac{1}{\lambda_0}.$$

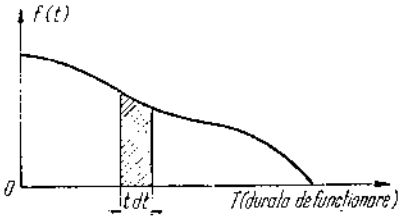


Fig. 3.52. Diagrama densității de probabilitate de avarie.

Dispersia are valoarea

$$D^2[t] = M[t^2] - M^2[t] = \frac{1}{\lambda_0^2}.$$

Se presupune că sînt n elemente identice care se supun observației statistice și se presupune că p este numărul de defecțiuni care limitează perioada de observație.

Mulțimea timpilor de funcționare ordonați crescător este

$$\{t_1, t_2, \ldots, t_p\} \text{ unde } p \leqslant n.$$

Probabilitatea ca durata unei perioade de funcționare să fie mai mare decît t_p este

$$P(p) = e^{-\lambda_0 t_p}.$$

Cu ajutorul acestor observații, se poate da expresia probabilității mediei timpului de bună funcționare care este

$$P\{M[t]^{-1}\} = A_n^p M[t]^p e^{-M[t]}[t_1 + t_2 + \ldots + t_p + (n-p)t_p].$$

Cînd procesul evoluează numai din starea 0 în starea 1, probabilitatea stării de succes $P_0(t)$ va avea semnificația

$$P_0(t) = P\{T_f > t\} \text{ și deci } P_0(t) = 1 - F(t) = e^{-\lambda_0 t}.$$

Cînd procesul evoluează numai din starea 1 în starea 0, probabilitatea stării de refuz $P_1(t)$ va avea semnificația

$$P_1(t) = P\{T_a > t\} \text{ și deci } P_1(t) = 1 - G(t) = e^{-\mu_0 t}.$$

Probabilitatea stării de succes la un moment dat, cînd procesul este caracterizat ca o succesiune alternativă a celor două stări, rezultă

$$P_0(t) = P_0(0)e^{-(\lambda+\mu)t} + \frac{\mu}{\lambda+\mu}[1 - e^{-(\lambda+\mu)t}];$$

$$P_1(t) = 1 - P_0(t).$$

Dacă starea inițială a elementului era starea 0, $P_0(0) = 1$ și urmează

$$P_0(t) = \frac{\mu + \lambda e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu}; \; P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda+\mu}[1 + e^{-(\lambda+\mu)t}]. \qquad (3.180)$$

Dacă starea inițială a procesului era starea 1, $P_0(0)=0$ și urmează

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu}[1 - e^{-(\lambda+\mu)t}];$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda + \mu e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu}.$$

Pentru comportarea elementului la momente mult depărtate de momentul inițial se calculează:

$$P_0 = \lim_{t\to\infty} P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu}; \; P_1 = \lim_{t\to\infty} P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}. \qquad (3.181)$$

Intervalul de încredere. Unul din domeniile fundamentale ale statisticii matematice moderne este teoria estimației. Procesul de estimare constă în aceea că, în loc de examinarea tuturor unităților populației, se selecționează doar un eșantion format de o selecție particulară de unități și pe baza lui se deduc valorile caracteristice căutate.

Un loc important în teoria selecției îl ocupă intervalul de încredere, interval în interiorul căruia se află valoarea adevărată a parametrului estimat, cu o probabilitate

$$P\{\underline{r}_\alpha \hat{\lambda} \leqslant \lambda \leqslant \bar{r}_\alpha \hat{\lambda}\} = \alpha,$$

unde limitele de încredere pentru parametrul λ sînt:

$$\lambda_1 = \underline{r}_\alpha \hat{\lambda}; \; \lambda_2 = \bar{r}_\alpha \hat{\lambda}.$$

Mărimile $\underline{r}_\alpha$, $\bar{r}_\alpha$ (subunitară și respectiv supraunitară), depind de numărul de căderi (defecte) p și de gradul de estimare α.

$$\underline{r}_\alpha = \frac{1}{2p}\chi^2_{2p}\left(\frac{1-\alpha}{2}\right); \; \bar{r}_\alpha = \frac{1}{2}\chi^2_{2p}\left(1 - \frac{1-\alpha}{2}\right). \qquad (3.182)$$

Valorile lui $\underline{r}_\alpha$ și $\bar{r}_\alpha$ se găsesc tabelate în funcție de α și p [14].

Eroarea de estimare δ a parametrului λ este

$$\delta = \bar{r}_\alpha - 1.$$

Pentru a înțelege mai bine problema intervalului de încredere se presupune că sînt în funcționare simultană n echipamente identice ($n \geqslant p$), care sînt puse în funcțiune în același moment și că observația încetează cînd se constată un număr de p căderi (avarii).

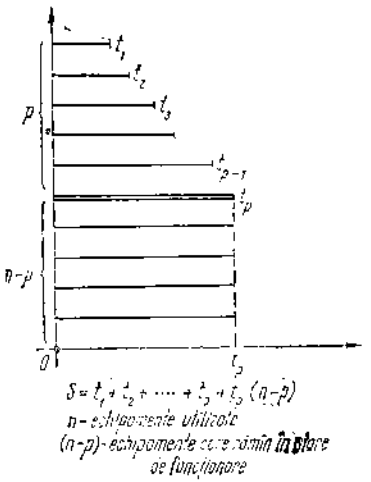


Fig. 3.53. Diagrama de funcționare a echipamentelor de același tip, fără înlocuiri.

Durata totală se serviciu a celor n echipamente este deci

$$S(n, p) = t_1 + t_2 + \dots + t_p + (n - p)t_p.$$

În stare de bună funcționare la sfîrșitul observației rămîn $n - p$ echipamente (fig. 3.53).

Dacă n și p sînt fixate dinainte și variabila aleatoare este S a cărei lege de densitate de probabilitate depinde de θ (media timpilor de bună funcționare $M[t] = \theta$), Epstein și Sobel [17] au arătat că variabila $\varphi = \dfrac{2S}{\theta}$ este distribuită după legea χ^2 cu $2p$ grade de libertate (fig. 3.54).

Intervalul de încredere asociat unei valori experimentale S_e găsit pentru S este ușor de determinat (fig. 3.55).

În definitiv α fiind dat prin ipoteze, se găsește în tabelele legii χ^2 o infinitate de cupluri de valori pentru φ, A și B astfel ca

$$\int_A^B p(\varphi)\, d\varphi = 1 - \alpha. \qquad (3.183)$$

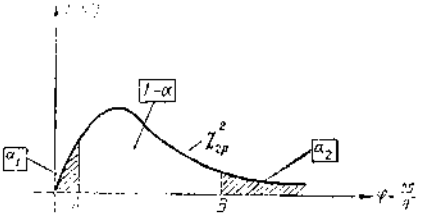


Fig. 3.54. Distribuția funcției $\varphi = \dfrac{2S}{\theta}$.

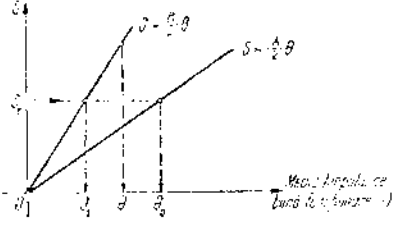


Fig. 3.55. Intervalul de încredere pentru o valoare experimentală S_e găsită pentru S.

Se ia în mod obișnuit:

dacă $\alpha_1 = \alpha_2 = \dfrac{\alpha}{2}$ (risc centrat);

dacă $\alpha_1 = 0$ și $\alpha_2 = \alpha$ (risc la dreapta);

dacă $\alpha_1 = \alpha$ și $\alpha_2 = 0$ (risc la stînga);

dacă se ia $\alpha_1 = \alpha_2 = \frac{\alpha}{2} \rightarrow \begin{cases} A\ (\alpha/2) \\ B(1-\alpha/2). \end{cases}$

Omogenitatea datelor statistice se referă la probabilitatea înglobării a două eșantioane provenite din experiențe independente în aceeași populație statistică.

Ipotezele statistice care vor trebui să fie testate din punct de vedere al valabilității lor se vor referi la egalitatea distribuțiilor celor două eșantioane.

Se consideră eșantioanele $x_1, x_2, \ldots x_m$; $y_1, y_2, \ldots, y_n$ provenind din observații independente.

Se admite că variabilele $\{x_i\}$ sînt identic distribuite după o lege continuă $F_1(x)$ și că variabilele $\{y_i\}$ după legea continuă $F_2(x)$.

Ipoteza ce urmează a fi testată este

$H_0 = \{F_1(x) = F_2(x)\}$, împotriva ipotezei alternative

$H_1 = \{F_1(x) \neq F_2(x)\}$.

Se notează cu λ_1 și λ_2 valorile parametrului λ al distribuției în cele două ipoteze.

Trebuie să se testeze deci, dacă se poate îngloba cele două eșantioane ca aparținînd aceleiași populații statistice.

Deci în cazul estimării parametrului λ, ipotezele ce urmează a fi testate sînt:

$$H_0 = \{\lambda_1 = \lambda_2\};\ H_1 = \{\lambda_1 \neq \lambda_2\},$$

sau referitoare la distribuțiile exponențiale $P_1(t)$ sau $P_2(t)$:

$$P_1(t) = 1 - e^{-\lambda_1 t};\ P_2(t) = 1 - e^{-\lambda_2 t}.$$

Organizarea datelor statistice. Pentru calculul indicatorilor de siguranță (intensitatea medie de avariere și de reparare) a unei rețele electrice de distribuție vor trebui întocmite statistici, extrase din datele de exploatare, privind defectele permanente (urmate de reparații) cît și cele trecătoare.

Defectele pe liniile aeriene se pot împărți în defecte care necesită reparații îndelungate, dar care au o frecvență redusă și defecte trecătoare, dar cu o frecvență mai ridicată. Se menționează că trebuie considerate defecte trecătoare, acele defecte care la cuplarea manuală a liniei nu vor mai apare. Nu se vor lua în considerare RAR-urile reușite, drept defecte trecătoare, deoarece acestea se consideră defecte eliminate de automatica de sistem, într-un interval mai mic de 3 s și ca atare nu sînt considerate avarii, consumatorul fiind obligat să ia măsuri de desensibilizare a instalațiilor proprii față de aceste variații de tensiune.

Durata totală de funcționare se va da în ore kilometru, pornind de la lungimea liniei electrice observate și de la timpul cît aceasta a funcționat. Timpul de funcționare efectivă va rezulta prin scăderea din perioada de observație considerată, a timpului total de defect și a timpului de revizii (opriri planificate).

Tabelul 3.6

Istoriograma LEA 20 kV, în anul 19...

Lungimea totală a liniei . . . . . .km
Celule de secționare . . . . . .buc.
Separatoare de racord din ax . . . . . .buc.
Separatoare de post . . . . . .buc.
Întreruptoare 20 kV . . . . . .buc.
Posturi de transformare MT/JT . . . . . .buc.

a) Defecte permanente (urmate de reparații) pe linii

Nr. avarie	Data			Lungimea LEA		T_f [h·km]	Durata de defectare în h			T_{dr} [h·km]	Timp asociat T_{as} [h·km]	Reparații planificate T_{pl} [h·km]	Manevre		Obs.
	luna	Ziua	Ora	În funcțiune	Defectă		Căutare T_c	Reparare T_r	Total T_d				Număr	Timp [min]	
				TOTAL:											

b). Defecte trecătoare, eliminate prin cuplare manuală, pe linii.

Nr. defect	Data			Lungime LEA [km]	T_f [h·km]	Durata de defect T_d [min]	Observații
	Luna	Ziua	Ora				
TOTAL:							

c. Separatoare de racord din ax . . . . . buc.
d. Separatoare de post . . . . . buc.
e. Intreruptoare de 20 kV . . . . . .buc.
f. Celule secționare (inclusiv separatoarele și izolatoarele de trecere) . . . . . .buc.

Nr. de defect	Data			Cantitatea [bucăți]	T_f [h·bucăți]	Durata de defect în h			Timp asociat [h·buc]	Opriri planificate [h · buc]	Manevre		Obs.
	Luna	Ziua	Ora			Căutare T_c	Reparare T_r	Total T_d			Număr	Timp [min]	
c. TOTAL:													
d. TOTAL:													
...													

În tabelul 3.6 se dă modul în care trebuie să se țină o situație statistică (istoriogramă) pentru calculul siguranței în funcționare a unei linii electrice aeriene de medie tensiune.

În cadrul calculelor ce se efectuează pentru determinarea indicatorilor de siguranță, o importanță deosebită o are actualizarea permanentă a parametrilor λ și μ, întrucît valorile acestora au o mare importanță în obținerea unor concluzii corecte în ceea ce privește continuitatea în funcționare a alimentării cu energie electrică a consumatorilor.

* * *

Breviar de calcul al indicatorilor de siguranță. Pentru calculul fiabilității liniilor electrice și a stațiilor sau posturilor de transformare se poate considera, fie că aceste instalații sînt echivalente cu un element simplu reparabil, cînd ele se analizează ca un tot unitar, fie concepute ca un sistem format dintr-un ansamblu de elemente simple independente.

În cazul cînd aceste instalații sînt considerate sisteme, pentru determinarea indicatorilor de fiabilitate, este necesar să se construiască o schemă echivalentă de calcul în care să se indice modul în care elementele componente sînt conectate din punct de vedere funcțional.

De exemplu, la o linie electrică aeriană cu simplu circuit schema echivalentă de siguranță este constituită dintr-o conexiune serie formată din elementele: conductor-izolator-stîlp-fundație. La o stație de transformare schema de siguranță depinde de tipul stației (bare simple, bare duble, etc.), de stările prin care trece schema etc. Pentru calcul este necetar să se cunoască probabilitățile de funcționare și de avarie ale elementelor.

Pentru a sintetiza modul cum se calculează indicatorii de fiabilitate ai liniilor electrice și stațiilor de transformare pe baza datelor statistice din exploatare, precizăm, că mai întîi, trebuie să se stabilească seriile statistice ale variabilelor aleatoare și să se construiască histogramele elementelor componente (densitățile empirice de repartiție).

Din histogramele de funcționare se determină pentru fiecare element valorile: T_{f_i} — duratele de funcționare efectivă și T_{a_i} — duratele de defect, în ore.

Se face precizarea că în timpul de funcționare neîntreruptă T_{f_i} trebuie inclus și timpul cît elementul a stat în rezervă și în staționare datorită defectelor din cauze exterioare.

Dacă se consideră aceste valori ca variabile aleatoare, valorile lor medii se pot determina prin aproximare ca mediile lor de selecție, astfel:

— durata medie a unei stări de succes

$$\mathrm{M}[T_f] \approx \widehat{T}_f = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} T_{f_i} \text{ [h]};$$

— durata medie a unei stări de insucces (a unui defect)

$$\mathrm{M}[T_a] \approx \widehat{T}_a = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^{m} T_{a_i} \text{ [h]},$$

în care : T_{f_i} este durata perioadei i de funcţionare neîntreruptă în intervalul de observaţie $(0, T)$, în h ; T_{d_i} — durata perioadei i de defect în intervalul de observaţie $(0, T)$, în h ; n, m — numărul de perioade de funcţionare neîntreruptă, respectiv de defectare (reparare), în intervalul de observaţie.

Indicatorii de fiabilitate de bază (definiţi statistic) se pot determina cu ajutorul acestor valori astfel :

— *intensitatea de defectare* : $\widehat{\lambda} = \dfrac{n}{\sum\limits_{i=1}^{n} T_{f_i}} = \dfrac{1}{\mathrm{M}[T_f]}$ [s^{-1}] ;

— *intensitatea de reparare* : $\widehat{\mu} = \dfrac{m}{\sum\limits_{i=1}^{m} T_{d_i}} = \dfrac{1}{\mathrm{M}[T_d]}$ [s^{-1}].

În domeniul instalaţiilor energetice se presupune că elementele componente ale acestora au intensitatea de defectare şi reparare constante, ceea ce simplifică mult calculelele, aceasta cerînd ca funcţiile lor de repartiţie să fie de formă exponenţială.

Cu ajutorul indicatorilor de bază $\widehat{\lambda}$ şi $\widehat{\mu}$, definiţi în mod statistic, se pot determina şi ceilalţi indicatori de siguranţă, cum ar fi :

— Probabilitatea staţionară de funcţionare a unui element sau instalaţii în ansamblul său

$$\widehat{p} = \frac{\widehat{\mu}}{\widehat{\lambda} + \widehat{\mu}} = \frac{\sum\limits_{i=1}^{n} T_{f_i}}{\sum\limits_{i=1}^{n} T_{f_i} + \sum\limits_{i=1}^{m} T_{d_i}}.$$

— Probabilitatea staţionară de defectare a unui element sau instalaţie

$$\widehat{q} = 1 - \widehat{p} = \frac{\widehat{\lambda}}{\widehat{\lambda} + \widehat{\mu}} = \frac{\sum\limits_{i=1}^{m} T_{d_i}}{\sum\limits_{i=1}^{n} T_{f_i} + \sum\limits_{i=1}^{m} T_{d_i}}.$$

— Durata medie totală de funcţionare într-un interval de timp $(0, T)$

$$\mathrm{M}[\alpha(t)] = \int_0^T p(t)\,\mathrm{d}t \approx pT = \frac{\widehat{\mu}}{\widehat{\lambda} + \widehat{\mu}}\,T \ \text{[h]}.$$

— Durata medie totală de defect (de întrerupere) într-un interval de timp $(0, T)$

$$\mathrm{M}[\beta(t)] = \int_0^T q(t)\,\mathrm{d}t \approx qT = \frac{\widehat{\lambda}}{\widehat{\lambda} + \widehat{\mu}}\,T \ \text{[h]}.$$

— Numărul mediu probabil de defectări pe o perioadă T

$$M[\nu(t)] = \frac{\hat{\lambda}\hat{\mu}}{\hat{\lambda} + \hat{\mu}} T = \frac{mT}{\sum_{i=1}^{n} T_{f_i} + \sum_{i=1}^{m} T_{a_i}},$$

în care m este numărul de perioade de defectare din intervalul considerat $(0, T)$.

Dacă T se referă la o perioadă de un an, atunci $T = 8750$ [h].

Cunoscînd valorile indicatorilor $\hat{\lambda}$ și $\hat{\mu}$ ai elementelor componente se pot determina indicatorii de fiabilitate pentru instalația în ansamblu ținînd seama de schemele echivalente de siguranță :

— pentru conexiuni serie

$$\hat{\lambda}_s = \sum_{i=1}^{n} \hat{\lambda}_i ; \quad \hat{\mu}_s = \frac{\sum_{i=1}^{n} \hat{\lambda}_i}{\sum_{i=1}^{n} \frac{\hat{\lambda}_i}{\hat{\mu}_i}} .$$

— pentru conexiune paralel compusă din două elemente j și k

$$\hat{\lambda}_p = \frac{\hat{\lambda}_j \hat{\lambda}_k (\hat{\mu}_j + \hat{\mu}_k)}{\hat{\lambda}_j \hat{\mu}_k + \hat{\lambda}_k \hat{\mu}_j + \hat{\mu}_j \hat{\mu}_k} ; \quad \hat{\mu}_p = \hat{\mu}_j + \hat{\mu}_k.$$

Valorile indicatorilor $\hat{\lambda}$ și $\hat{\mu}$ pe elemente componente ale liniilor electrice și stațiilor de transformare sînt date în prescripția PE-013/79 a M.E.E., intitulată : Normativ privind elementele de calcul al siguranței în funcționarea instalațiilor energetice.

BIBLIOGRAFIE

1. DIMO, P. ș.a. *Calculul și proiectarea sistemelor electroenergetice.* București, Ed. tehnică, 1971, p. 436.
2. BERCOVICI, M. ARIE, A. și POEATĂ, A.I. *Rețele electrice. Calculul electric.* București, Ed. tehnică, 1974, p. 636.
3. GLAZUNOV, A. A. *Rețelele sistemelor electrice.* București, Ed. tehnică, 1951, p. 540.

4. BOȚAN, N. POEATĂ, A. I. și CONSTANTINESCU, E. *Rețele electrice. Calculul electric.* București, Ed. tehnică, 1961.
5. BERGE, C. *Teoria grafurilor și aplicațiile sale.* București, Ed. tehnică, 1969.
6. DIMO, P. *L'Analyse nodale des réseaux d'énergie.* Paris, Ed. Eyrolles, 1971.
7. M.E.E. *Normativ PE 011/81 privind calculul comparativ tehnico-economic la instalațiile de producere transport și distribuție a energiei electrice și termice.* București, ICEMENERG. 1981.
8. * * * *Condiții tehnice pentru determinarea densității economice de curent în instalațiile electrice de 1—110 kV.* București, I.S.P.E., nr. 9067, 1975.
9. RACOȚI, E. *Calculul conductoarelor și cablurilor cu ajutorul tabelelor și monogramelor.* București, Ed. tehnică, 1977.
10. ENE, M. *Metoda mărimilor determinante.* București, Ed. Academiei R.S.R., 1971, p. 228.
11. SCHMUCKI, W. *Méthode d'optimisation du niveau des pertes dans les réseaux aeriens à moyenne tension.* În : Bul. A.S.E., nr. 1, 1972.
12. AZIMOV, S. *Economiceskie obosnovaniis pri proectirovanii sistem elektrosnabjoniia.* În : Promislennaia Energhetika, nr. 3, 1974.
13 M.E.E. *Normativ PE 013/72 privind elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice.* În : Prescripții tehnice în energetică, nr. 2, 1972.
14. * * * *Metodologie privind determinarea statistică a unor indicatori numerici necesari calculelor de fiabilitate în rețelele sistemului energetic.* București, ICEMENERG, 1972.
15. NITU, V. I., ALBERT, H. și BRĂDESCU, N. *Metode statistice probabilistice utilizate în energetică.* București, Ed. tehnică, 1968.
16. NITU, V. I. *Fiabilitatea instalațiilor energetice.* București, Ed. Academiei R.S.R., 1973, p. 362.
17. GNEDENKO, B. V., BELEAEV, I. K. și SOLOVIEV, S. D. *Metode matematice în teoria siguranței.* București, Ed. tehnică, 1968, p. 560.
18. PEYRET, B. G. *La fiabilité industreielle. Ses bases mathématiques.* Paris, Ed. Eyrolles, 1969, p. 143.
19. DANZEL, P. *Metode pentru calculul siguranței alimentării în rețelele electrice de distribuție.* În : Energie — R.F.G., 21, nr. 12, 1969, p. 425—427.
20. BUTA, A. *Alimentarea rețelelor urbane buclate complex de joasă tensiune.* În : Energetica, 20, nr. 1, 1972, p. 34—38.
21. AIZEMBERG, B. L. ș.a. *Rețele electrice urbane.* București, Ed. tehnică, 1963, p. 518.
22. POTOLEA, E. *Calculul regimurilor de funcționare ale sistemelor electroenergetice.* București, Ed. tehnică, 1977, p. 462.
23. WARD, J. B. și HALE, H. W. *Digital Computer Solution of Power Flow Problems.* În : Trans. A.I.E.E., 75, vol. III, 1956, p. 398.
24. LAUGHTON, M. A. ș.a. *Numerical Techniques in Solution of Power System Load-Flow Problems.* În : Proc. I.E.E., vol. III, nr. 9, 1964, p. 1575—1588.
25. HAPP, H. H. *Diakoptics and Networks.* New-York, Ed. Academic Press, 1971.
26. VAN NESS, I. și GRIFFIN, J. *Elimination Methods for Load-Flow Studies.* În : Trans. A.I.E.E. PAS—S.U.A., 80, 1961, p. 299—304.
27. DIMO, P. *Nodal Analysis of Power Systems.* Ed. Acad. R.S.R. și Ed. Abacus Press, Tunbridge Wells, Kent. Anglia, 1975, p. 290.
28. GREGOIRE, C. și TRECAT, I. *Algorithme pour le calcul de la circulation de la puissance dans les réseaux de distribution.* În : IEEE W. P. Meeting — S.U.A. New-York, ian. 1973.
29. IONESCU, G.-T., STĂNCULEASA, A. ș.a. *Algoritme și programe pentru calculul rețelelor electrice de medie și joasă tensiune.* În : Lucrări sesiune comunicări tehnico-științifice ICENERG — I.R.M.E., Referat E 23, oct. 1973.
30. IONESCU, G.-T. *Contribuții la optimizarea structurii rețelelor de distribuție a energiei electrice.* În : Lucrări sesiune comunicări tehnico-științifice ICENERG — I.R.M.E. Referat E 24, oct. 1973.
31. IONESCU, G.-T., PUȘCOCI, T. și STĂNCULEASA, A. *Program pentru calculul căderilor de tensiune în punctele terminale ale rețelelor de joasă tensiune și determinarea secțiunilor optime.* București, I.R.M.E. nr. 21 006, dec. 1972.
32. IONESCU, G.-T., PUȘCOCI, T. și STĂNCULEASA, A. *Optimizarea regimurilor de funcționare ale rețelelor electrice de distribuție. Algoritme și programe de calcul pentru determinarea punctelor optime de injecție într-o rețea de joasă tensiune.* București, ICEMENERG, nr. 29 031, dec. 1974.

33. IONESCU, G.-T. *Contribuții la optimizarea structurii și dimensionării rețelelor de distribuție a energiei electrice.* Teză de doctorat, Inst. Politehnic București, 1975.
34. IONESCU, G.-T. și STĂNCULEASA, A. *Algoritme și programe pentru calculul regimurilor de funcționare ale rețelelor electrice de distribuție cu număr mare de noduri. Programul BUCRAD.* București, ICEMENERG, nr. 66 670, 1978.
35. TIHOMIROV, P. M. *Rasciot transformatorov.* Moscova, Ed. Energhia, 1976.
36. * * * *Guide de charge pour transformateurs immergés dans l'huile.* Commission Électrotechnique Internationale. Publication 354—1972.
37. * * * *Guide for Loading of Oil — immersed Transformers.* Indian Standard Institution. IS — 6600 — 1972.
38. * * * *Requirements for Overhead-type Distribution Transformers, 67 000 volts and below; 500 kVA and smaller.* American National Standard Institute C. 57 12.20 — 1974.
39. * * * *Guide for Loading Mineral Oil-immersed Overhead-type Distribution Transformers with 55 °C or 65 °C Average Winding Rise.* ANSI — C.57.91 (1974).
40. * * * *Verificarea capacității de supraîncărcare temporară, accidentală sau periodică a transformatoarelor de distribuție.* București, ICEMENERG, nr. 86.691/5485, 1979.
41. * * * *Cercetări privind condițiile economice pentru alegerea în proiectare și înlocuirile ulterioare în exploatare ale transformatoarelor cu ulei din posturile echipate cu o singură unitate.* Institutul Politehnic București, nr. 120, 1978.
42. * * * *Cercetări privind secțiunile economice ale conductoarelor pentru distribuția energiei electrice prin circuite trifazate de 1 — 110 kV. Faza 1 — 2 și faza 3.* I.P.B., nr. 326/12.6. 1978, noiembrie 1979.
43. * * * *Normativ privind criteriile de calcul a eficienței economice la fundamentarea obiectivelor de dezvoltare din domeniul energetic sau în conexiune cu poblemele economiei de energie.* Redactarea I-a. PE—011—1980. ISPE, mai 1979.
44. * * * *Stabilirea criteriilor optime de reducere a nivelului consumului tehnologic în rețelele, electrice de transport și distribuție ținînd seama de siguranța în funcționare a SEN.* București, ICEMENERG, nr. 95.562/5667, dec. 1979.
45. M.E.E. *Instrucțiunea PE 135/81 privind determinarea secțiunii economice a conductoarelor în instalațiile electrice de distribuție de 1— 110 kV.*

4. CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC IN REȚELELE ELECTRICE

Transportul și distribuția energiei electrice, ca orice fenomen fizic sau tehnic, se face cu un *consum propriu tehnologic*, deci este legat de niște *pierderi de energie*.

Pentru acoperirea pierderilor în rețele, care se cifrează în jurul unei valori medii de circa 10% din energia transportată, se impun cheltuieli determinate de necesitatea instalării unor grupuri de puteri mai mari în centralele electrice și asigurării cu resurse energetice primare corespunzătoare.

Problema reducerii acestor pierderi în rețelele electrice capătă în prezent o importanță deosebită avînd în vedere criza de energie ce se manifestă pe plan mondial.

În problema consumului propriu tehnologic în rețele există numeroase publicații în diferite țări în care sînt indicate, în general, pierderile pe ansamblul sistemelor energetice, dar se dau mai puține informații cu privire la pierderile diferențiate pe nivele de tensiuni, respectiv pierderi optime pe fiecare categorie de rețea.

O analiză făcută pe baza datelor statistice din buletinul anual O.N.U. pentru Europa, editat în 1978 [36], evidențiază că nivelul consumului tehnologic se situează în general în fiecare țară, în jurul unor valori medii față de care oscilează valorile anuale fără ca să existe o tendință netă de scădere.

Pentru comparație de modul în care au evoluat consumurile proprii tehnologice în rețele în unele țări din Europa în perioada 1970—1978, față de cele înregistrate în țara noastră, în fig. 4.1 se dau aceste valori ce au fost extrase din Buletinul O.N.U. menționat.

Pierderile procentuale pe ansamblul sistemului reflectă particularitățile energetice din țările respective. Pierderi procentuale în rețele cu valori mai mari apar acolo unde se utilizează preponderent combustibilul inferior (lignitul) sau energia hidraulică pentru obținerea energiei electrice, deoarece centralele electrice în aceste cazuri se amplasează în apropierea exploatărilor carbonifere sau pe cursurile de apă, fiind astfel îndepărtate de zona de consum.

Pierderi procentuale reduse în rețele exprimă, în primul rînd, o repartiție uniformă a centralelor electrice pe teritoriul acelor țări, respectiv utilizarea drept combustibil a păcurii și gazului metan, care se pot transporta comod și ieftin.

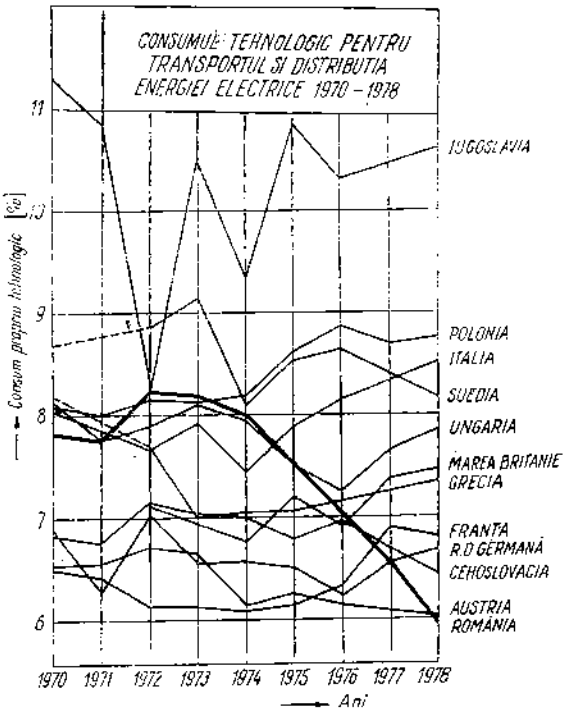


Fig. 4.1. Evoluția consumului propriu tehnologic pentru transportul și distribuția energiei electrice în R.S.R. și în cîteva țări din Europa, în perioada 1970–1978.

Procentul consumului propriu tehnologic în rețelele electrice din R.S.R. a scăzut continuu în ultimii 10 ani. Începînd din anul 1975 acest procent a scăzut însă în mod substanțial, de la 7,48% cît era în 1975, la 5,92% în 1978 și la 5,8% în 1979, procent raportat la total surse R.S.R., așa cum rezultă din fig. 4.2, și aceasta datorită măsurilor speciale luate în acest sens, în cadrul sistemului nostru energetic.

Pierderile în rețele se pot împărți în: pierderi tehnice și pierderi comerciale.

Din *pierderile tehnice* subîmpărțite pe elementele rețelei fac parte:

a. Pierderi în linii și cabluri.

— pierderi în funcție de sarcină (pierderi prin încălzirea conductorului atunci cînd este străbătut de curent, denumite și *pierderi prin efect Joule*);

— pierderi corona pe linii;

— pierderi prin conducție transversală pe linii (prin izolatoare);

— pierderi dielectrice în cabluri.

b. Pierderi în transformatoare.

— pierderi în funcție de sarcină pe înfășurări (pierderi de scurtcircuit sau în bobinaj);

— pierderi independente de sarcină în miezul de fier (pierderi de mers în gol și prin histerezis).

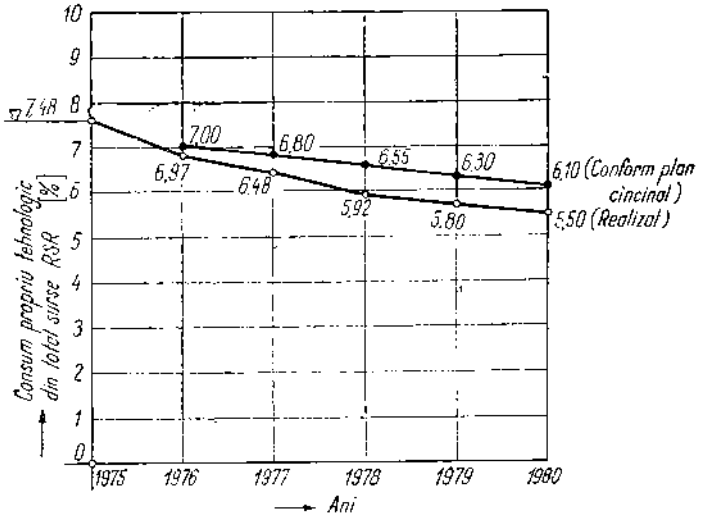


Fig. 4.2. Evoluția consumului propriu tehnologic pentru transportul și distribuția energiei electrice în R.S.R., în perioada 1975—1980, în procente din total surse.

c. Pierderi în contoare, transformatoare de măsură, siguranțe, instrumente de măsură etc.

Din *categoria pierderilor comerciale* se menționează:

— pierderi prin nedemararea contoarelor în cazul unor sarcini mici;

— pierderi prin imprecizia contoarelor;

— pierderi prin citirea defectuoasă și nesimultană a contoarelor;

— sustrageri necontrolate de energie din rețea.

Pierderile prin încălzirea conductoarelor (pierderile Joule) sînt dependente de cantitatea de energie vehiculată prin instalațiile de transport și distribuție și reprezintă partea principală a pierderilor.

Pierderile datorate magnetizării în circuitele transformatoarelor sînt practic independente de sarcină.

Pierderile transversale care cuprind pierderile: corona, în dielectric și izolații, sînt independente de sarcină.

Pierderile corona capătă valori importante numai la nivele ridicate de tensiune, de regulă de la tensiuni de 220 kV în sus.

Pierderile în dielectricii cablurilor și condensatoarelor cît și cele datorate unor izolații imperfecte joacă un rol secundar și uneori ele se pot neglija.

În unele cazuri, cum ar fi la cablurile de medie tensiune cu izolații din PVC, aceste pierderi pot să capete importanță, din care cauză trebuie să se țină seama de ele cînd se dorește să se facă un bilanț riguros al pierderilor în rețele.

La închiderea bilanțului energetic al unei rețele electrice, trebuie să se țină seama și de consumul propriu al contoarelor și transformatoarelor de măsură; datorită numărului foarte mare de astfel de aparate aflate în instalații, valoarea globală a pierderilor în aceste aparate nu se poate neglija.

Randamentul unitar al instalațiilor de transport și distribuție este relativ ridicat el fiind, de exemplu, la transformatoarele mari de circa 99%, la o linie de înaltă tensiune de 100 km lungime și încărcată la puterea ei naturală de circa 98%, etc.

Așa cum rezultă din datele statistice, randamentul global al instalațiilor de transport și distribuție este în general în jur de 90%. În cazuri speciale cînd se iau măsuri deosebite de îmbunătățire a acestui randament, se poate ajunge la circa 91—92%.

Stabilirea prin măsurători a pierderilor unei rețele electrice ridică o serie de probleme, uneori foarte dificil de rezolvat.

În rețelele de înaltă tensiune se pot stabili mai ușor aceste pierderi, prin măsurători, prin compararea energiei primite și a celei livrate, deoarece numărul punctelor de schimb la aceste nivele de tensiune este relativ mic și este posibil să se facă citiri de contoare la intervale de timp egale.

În rețelele de medie tensiune și de joasă tensiune, această metodă este aplicabilă numai în cazuri particulare, deoarece în acest caz stabilirea energiei livrate consumatorilor pentru o perioadă dată, nu este posibilă decît pentru un timp care să acopere mai multe săptămîni.

La rețelele de medie tensiune, dacă sînt cunoscute încărcările, se poate face o apreciere a pierderilor globale din rețea prin calculul pierderilor unitare.

La rețelele de joasă tensiune această metodă nu este aplicabilă. Aici se pot determina valori de pierderi pentru rețelele care au posibilități tehnice de măsurare a energiei. Aceste valori pot fi apoi utilizate ca valori directoare pentru rețelele cu caracteristici constructive asemănătoare.

În totalul pierderilor de energie prin rețele trebuie să se țină seama atît de pierderile tehnice cît și de cele comerciale. Aceste pierderi sînt de fapt consumurile proprii tehnologice în rețele care însoțesc transportul energiei electrice de la surse la consumatori.

4.1. CALCULUL PIERDERILOR DE PUTERE ȘI DE ENERGIE ÎN REȚELELE ELECTRICE

Pentru calculul pierderilor de putere, liniile și transformatoarele pot fi echivalate prin cuadripoli pasivi, liniari. Cu excepția liniilor lungi, acești cuadripoli pot fi înlocuiți prin dipoli avînd parametri concentrați.

Pentru un dipol considerat că este format dintr-o rezistență în serie cu o reactanță și care reprezintă schema echivalentă monofilară a unui element de rețea, pierderile de putere se pot calcula utilizînd relația

$$\Delta P_{ij}(k) = \mathrm{Re}\{3\Delta U_{ij}(k)\ I_{ij}^{*}(k)\}, \tag{4.1}$$

în care: $\Delta P_{ij}(k)$ este pierderea de putere între două noduri $i-j$ ale unui element de rețea k;

$\Delta U_{ij}(k)$ —pierderea de tensiune între cele două noduri $i-j$ ale elementului de rețea k;

$I_{ij}^{*}(k)$ —valoarea conjugată a curentului ce traversează elementul de rețea;

k —elementul de rețea unde se dorește să se calculeze pierderea de putere.

Dacă se ține seama de relațiile:

$$\Delta U_{ij} = [R_{ij} + \mathrm{j}\ X_{ij}]I_{ij}; \tag{4.2}$$

$$S_{ij}^{2} = P_{ij}^{2} + Q_{ij}^{2}, \tag{4.3}$$

unde: R_{ij}, X_{ij} — reprezintă rezistența, respectiv reactanța elementului de rețea; P_{ij}, Q_{ij}, I_{ij} — puterea activă, reactivă și curentul ce traversează elementul de rețea la un regim de referință caracteristic,
atunci prin înlocuire și transformări succesive se obține

$$I_{ij}\ I_{ij}^{*} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3}\ U_m}\ \frac{S_{ij}^{*}}{\sqrt{3}\ U_m^{*}} = I_{ij}^{2}; \tag{4.4}$$

$$\Delta P_{ij} = \frac{R_{ij}}{U_m^{2}}\ P_{ij}^{2} + \frac{R_{ij}}{U_m^{2}}\ Q_{ij}^{2} = \Delta P_p + \Delta P_q = 3R_{ij}\ I_{ij}^{2}, \tag{4.5}$$

unde: ΔP_p este consumul propriu tehnologic de putere într-un element k al rețelei ca urmare a circulației de putere activă; ΔP_q — consumul propriu tehnologic de putere ca urmare a circulației de putere reactivă; U_m —tensiunea medie a elementului de rețea.

Pierderile de energie în intervalul T_f într-o rețea trifazată se determină cu relația

$$\Delta W = 3R\int_0^{T_f} i_t^{2}\ \mathrm{d}t\ 10^{-3}\ \ [\mathrm{kWh}], \tag{4.6}$$

cu ajutorul căreia se determină pierderile Joule într-un element de rețea trifazată parcurs de un curent i_t variabil cu sarcina, pe o durată T_f, rezistența ohmică pe fază a rețelei fiind R.

În cazul cînd în rețeaua de joasă tensiune există conductor de nul, pierderile de energie în aceasta se neglijează, deoarece în calculele practice

sarcina se consideră uniform distribuită între faze, iar curentul din conductorul de nul este zero.

Pierderile de putere mai pot fi exprimate fie în funcție de puterea aparentă S, fie în funcție de puterea activă P și de puterea reactivă Q conform relației

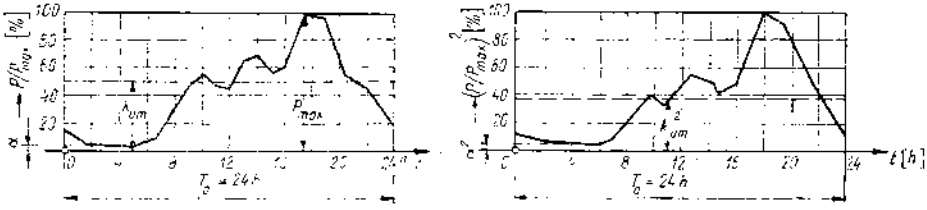
$$\Delta W = R\int_0^{T_f} \frac{S^2}{U^2}\,dt = R\left[\int_0^{T_f} \frac{P^2}{U^2}\,dt + \int_0^{T_f} \frac{Q^2}{U^2}\,dt\right]. \qquad (4.7)$$

Neglijînd variațiile de tensiune relația (4.7) poate fi scrisă sub forma

$$\Delta W \approx \frac{R}{U_n^2}\left[\int_0^{T_f} P^2\,dt + \int_0^{T_f} Q^2\,dt\right], \qquad (4.8)$$

unde U_n este tensiunea nominală între faze a rețelei.

Pentru determinarea pierderilor de energie electrică din rețea este necesar să se folosească graficele de funcționare a consumului pentru perioadele caracteristice din timpul anului. În general, se consideră patru grafice caracteristice și anume: al unei zile de lucru și al unei zile de repaus, pentru perioada de iarnă și cea de vară. Datele acestor grafice se extind pentru tot cursul anului.



a b

Fig. 4.3. Principalii parametri utilizați pentru descrierea graficelor de sarcină:
a — curbă de sarcină zilnică, în valori relative; *b* — curbă zilnică de pierderi de putere activă, în valori relative (pentru $Q = f(P)$ cunoscut).

Din graficele de sarcină zilnice (fig. 4.3, *a*) se obțin așa-zisele grafice de sarcină pătratice (fig. 4.3, *b*), din care se determină valoarea curentului mediu pătratic, considerîndu-se tensiunea și factorul de putere constante pe întreaga perioadă de timp analizată.

Dacă relația (4.6) se referă la pierderile de energie în timpul unei zile, atunci se poate scrie

$$\Delta W = 3R\int_0^{24} i_t^2\,dt = 3RI_{mp}^2 24 \cdot 10^{-3}\ [\text{kWh}]. \qquad (4.9)$$

Valoarea curentului mediu pătratic I_{mp} în decursul unei zile se determină cu relația

$$I_{mp} = \sqrt{\frac{\int_0^{24} i_t^2\,dt}{24}}. \qquad (4.10)$$

Valoarea $\int_0^{24} i_t^2\,dt$ poate fi determinată prin planimetrarea graficului pătratic de sarcină pentru o zi.

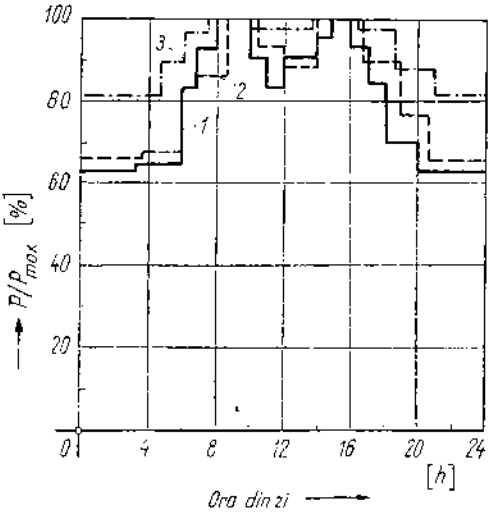


Fig. 4.4. Exemple de curbe zilnice de sarcină.

Dacă graficele de sarcină se dau în trepte ca în fig. 4.4 sau aproximînd integrala printr-o sumă de produse, extinsă asupra valorilor curentului I_k ($k = 1, 2, \ldots, 24$) citite în intervale de t_k ore, atunci

$$\int_0^{24} i_t^2\ \mathrm{d}t = \sum_{k=1}^{24} I_k^2 t_k. \tag{4.11}$$

În locul valorii curentului se pot introduce valorile echivalente $I_k = \dfrac{S_k}{\sqrt{3}\,U_n}$, în care I_k este curentul din treapta k din graficul de sarcină cît se menține constant în intervalul t_k, k fiind numărul de trepte.

Determinîndu-se valoarea I_{mp} pentru cîteva grafice caracteristice se pot calcula pierderile anuale de energie

$$\Delta W = 3R\,10^{-3} \sum_i I_{mp_i}^2\, t_i, \tag{4.12}$$

în care : $I_{mp_i}^2$ sînt valorile curenților medii pătratici de sarcină pentru o anumită perioadă de timp ; t_i — numărul de ore dintr-un an cît a funcționat consumatorul la sarcina dată.

Metoda de determinare a pierderilor de energie prin graficele de sarcină este destul de exactă dar este greu de utilizat în exploatare deoarece necesită un volum mare de calcule pentru determinarea graficelor pătratice și determinarea suprafețelor acestora.

În exploatare, integrala $\int_0^{T_f} i_t^2\,dt$ poate fi determinată direct, cu ajutorul unui *contor de pierderi*.

În calculele practice pentru determinarea pierderilor de energie se folosește o metodă mai puțin precisă dar mai simplă și mai comodă.

Dacă se presupune că elementul de rețea în loc să fie parcurs de un curent variabil i_t este parcurs de un curent $I = I_{max}$ constant, atunci durata convențională τ de ore pe o perioadă (lună, timestru, an) necesar pentru a realiza aceleași pierderi Joule ca în cazul curentului real se numește *timpul de pierderi maxime*.

Pierderile de energie în funcție de timpul de pierderi maxime se determină cu relația

$$\Delta W = 3RI_{max}^2\tau\,10^{-3} = \Delta P_{max}\tau^*\,T_f\,10^{-3} = \Delta P_{max}\tau\,10^{-3}\ [\text{kWh}]. \quad (4.13)$$

Valoarea lui τ se poate obține nu numai în funcție de curentul maxim dar și în funcție de puterea aparentă maximă și pentru orice perioadă de referință (lună, trimestru, an).

Durata pierderilor corespunzătoare puterii aparente maxime τ_S se determină cu relația

$$\tau_S = \frac{1}{S_{max}^2}\int_0^{T_f} S_k^2\,dt \approx \frac{\sum_{k=1}^{T_f} S_k^2}{(S_{max}^2)_{T_f}} = \frac{\sum_{k=1}^{T_f}(P_k^2+Q_k^2)}{(P_{max}^2+Q_{max}^2)_{T_f}}\ [\text{h/perioadă}]. \quad (4.14)$$

O altă mărime utilizată în relația (4.13) este și factorul de pierderi tehnologice τ^*.

Factorul de pierderi tehnologice sau valoarea relativă a duratei pierderilor (datorate puterii aparente maxime) a unei instalații care are rezistența R se definește cu relația

$$\tau_S^* = \frac{1}{T_f S_{max}^2}\int_0^{T_f} S_k^2\,dt = \frac{\tau_S}{T_f}. \quad (4.15)$$

În mod analog se definesc τ_P și τ_Q, respectiv τ_P^* și τ_Q^*, duratele de pierderi și factorii de pierderi relativ la puterile active P și respectiv reactive Q.

Pierderile de energie exprimate în funcție de acești factori sînt

$$\Delta W = \frac{R}{U_n^2}S_{max}^2\tau_S = \frac{R}{U_n^2}[P_{max}^2\tau_P + Q_{max}^2\tau_Q];$$

$$\Delta W = \frac{R}{U_n^2}S_{max}^2 T_f\tau_S^* = \frac{RT_f}{U_n^2}[P_{max}^2\tau_P^* + Q_{max}^2\tau_Q^*].$$

Dacă se cunosc numai parametri caracteristici ai curbei de sarcină activă, atunci se poate obține factorul de pierderi tehnologice în raport cu puterea aparentă τ_S^* folosind funcțiile cunoscute $Q = f(P)$.

Astfel pentru

$$Q^2 = PQ_{max} \operatorname{tg}\varphi_{max},$$

se obține

$$\tau_S^* = [\tau_P^* - P_m^*] \cos^2\varphi_{max} + P_m^*, \tag{4.16}$$

unde

$$P_m^* = \frac{1}{P_{max}} \int_0^{T_f} P \, dt.$$

O altă cale pentru determinarea lui τ_S, în ipoteza că schema este fixă la orice regim de funcționare, este aceea de a utiliza relația empirică

$$\tau_S = \left(0{,}124 + \frac{T_{max\,S}}{10\,000}\right)^2 8760 \text{ [h/an]}, \tag{4.17}$$

în care

$$T_{max\,S} = \sqrt{(T_{max\,P} \cos\varphi_{max})^2 + (T_{max\,Q} \sin\varphi_{max})^2}, \tag{4.18}$$

unde: $T_{max\,S}$, $T_{max\,P}$, $T_{max\,Q}$ reprezintă timpul de utilizare al puterii maxime (aparente, active și reactive); 8760 — numărul de ore dintr-un an.

Datele obținute obișnuit în exploatare nu conțin mărimea τ exprimată direct. Acestea dau o altă mărime caracteristică pentru exploatare denumită *numărul anual de ore de utilizare a sarcinii maxime* T_{max}.

Acesta reprezintă numărul convențional de ore în care consumatorul lucrînd cu sarcina maximă constantă ar folosi o cantitate de energie egală cu cea utilizată real în decursul anului cu sarcina variabilă în funcție de graficul său de lucru.

Determinarea duratei de utilizare a puterii maxime T_{max} și a duratei pierderilor maxime τ. În fig. 4.5 este reprezentată prin curba $a-b$ varia-

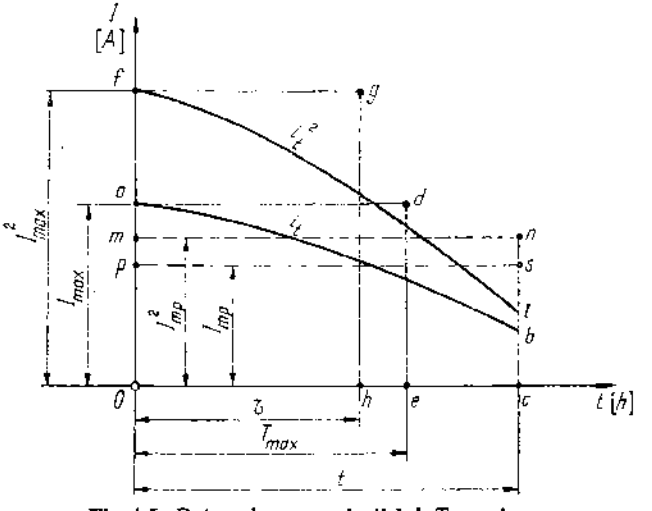


Fig 4.5. Determinarea valorii lui T_{max} și τ.

ția curentului i_t în timpul unui an. Curenții corespund puterilor cerute, determinate la intervale de timp egale (de exemplu 10—15 min). Pentru claritatea figurii valorile curenților nu sînt reprezentate în ordine cronologică ci sînt clasate în ordinea lor descrescătoare începînd de la valoarea maximă în timpul unui an I_{max} (t= 8760 h).

Din relația

$$\int_0^{T_f} i_t \, dt = I_{max} T_{max},$$

rezultă durata de utilizare a sarcinii maxime

$$T_{max} = \frac{\int_0^{T_f} i_t \, dt}{I_{max}} = \frac{\int_0^{8760} i_t \, dt}{I_{max}}.$$

Grafic, valoarea lui T_{max} se determină construindu-se dreptunghiul $O\ a\ b\ e$, de suprafață egală cu $O\ a\ b\ c$.

Pentru determinarea timpului τ (durata pierderilor maxime, exprimată în ore/an) se trasează curba variației pătratului curentului cerut i_t^2 și se construiește dreptunghiul $O\ f\ g\ h$, de suprafață egală cu $O\ f\ l\ c$. Prin definiție τ este baza acestui dreptunghi.

Din relația

$$\int_0^{T_f} i_t^2 \, dt = I_{max}^2 \tau,$$

rezultă durata pierderilor maxime

$$\tau = \frac{\int_0^{T_f} i_t^2 \, dt}{I_{max}^2} = \frac{\int_0^{8760} i_t^2 \, dt}{I_{max}^2}.$$

Din această relație, rezultă că durata pierderilor maxime este o durată convențională în cursul căreia, în linii și transformatoare se pierde aceeași cantitate de energie ca și în cazul funcționării reale în timp de un an.

Pe baza duratei pierderilor maxime τ se poate determina curentul mediu pătratic I_{mp}^2 din relația

$$\int_0^{T_f} i_t^2 \, dt = I_{mp}^2 t.$$

Suprafața $O\ f\ l\ c$ este deci egală cu a dreptunghiului $O\ m\ n\ c$

$$I_{mp} = \sqrt{\frac{\int_0^{T_f} i_t^2 \, dt}{t}} = \sqrt{\frac{\int_0^{8760} i_t^2 \, dt}{8760}}.$$

Din cele de mai sus rezultă că dreptunghiul $O\ f\ g\ h$ este egal cu dreptunghiul $O\ m\ n\ c$, deci

$$I_{max}^2 \tau = I_{mp}^2 t,$$

de unde

$$\frac{\tau}{t} = \frac{I_{mp}^2}{I_{max}^2}.$$

$$I_{mp} = I_{max}\sqrt{\frac{\tau}{t}} = I_{max}\sqrt{\frac{I_{mp}^2}{I_{max}^2}} = I_{max}\sqrt{\frac{\tau}{8760}}. \qquad (4.19)$$

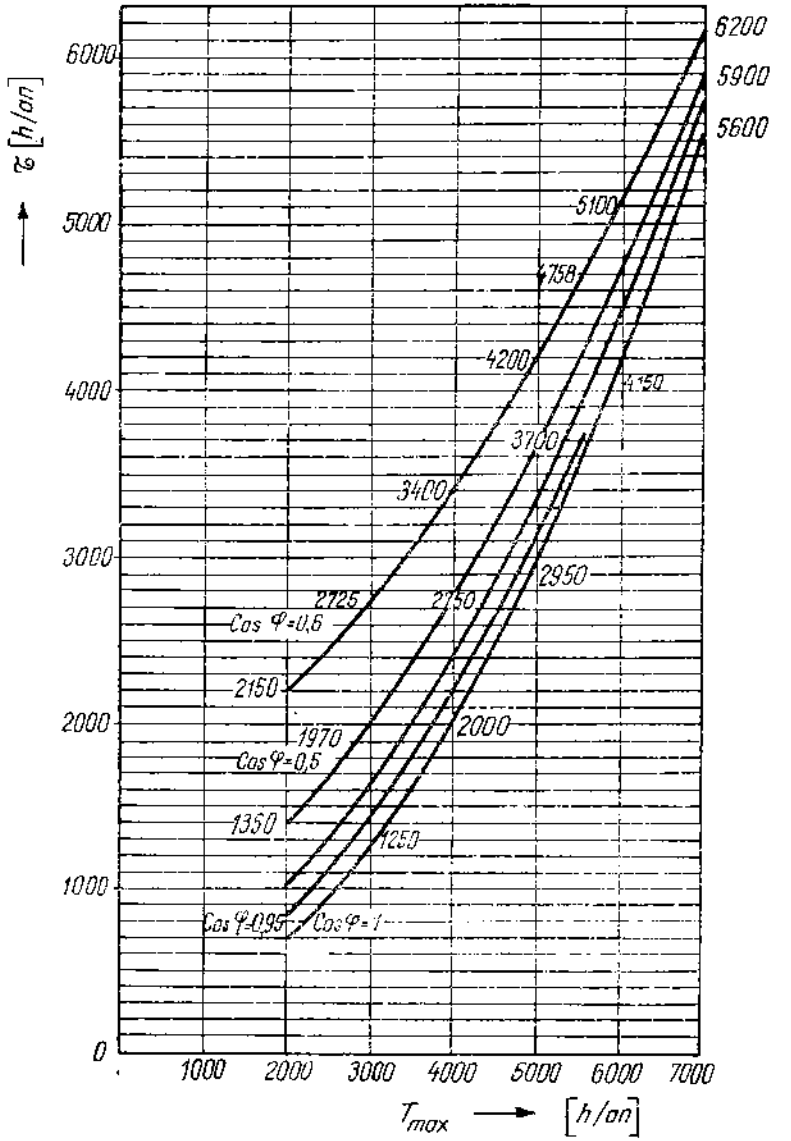


Fig. 4.6. Dependența dintre durata echivalentă a pierderilor maxime τ, durata de utilizare a puterii maxime T_{max} și factorul de putere cosφ.

Dacă se consideră U = constant și $\cos\varphi$ = constant, se poate determina puterea medie pătratică

$$P_{mp} = P_{max}\sqrt{\frac{\tau}{8760}}. \tag{4.20}$$

O metodă practică pentru determinarea valorii lui τ cu luarea în considerare a duratei de utilizare a sarcinii maxime T_{max} și a factorului de putere, este utilizarea curbelor $\tau = f(T_{max}, \cos\varphi)$ din fig. 4.6, recomandate în literatura tehnică sovietică [1].

În mod asemănător se poate determina o valoare τ_Q corespunzătoare pierderilor de putere reactivă.

Factorul de pierderi tehnologice τ^* conform relației (4.15) este greu de determinat, iar uneori chiar imposibil. Din acest motiv, în practică se utilizează formule simplificate deduse pe bază statistică.

Tabelul 4.1

Expresiile factorului de pierderi τ_P^* în funcție de parametri α și k_{um}

Relația	Autorul	Observații
$\tau_P^* = 0{,}17\,k_{um} + 0{,}83\,k_{um}^2$	VDEW [29]	
$\tau_P^* = k_{um}$ $\tau_P^* = k_{um}^2$	Wolf [3]	Curba limită superioară (*1*) și inferioară (*1'*) din fig. 4.7
$\tau_P^* = \dfrac{k_{um}}{2 - k_{um}}$	Fleck și Rahn [2,5]	Curba *2*
$\tau_P^* = k_{um}^{1,6}$	Langrehr [2,5]	Curba *3*
$\tau_P^* = \dfrac{1}{2}\,(k_{um} - k_{um}^2)$	Iansen [2,5]	Curba *4*
$\tau_P^* = 0{,}5(k_{um}^2 + \alpha k_{um} + k_{um} - \alpha)$	[5]	Curbă medie
$\tau_P^* = k_{um}\,(0{,}66 + 0{,}34\,k_{um})^2$	[4]	Valabilă pentru grafice variabile și discontinue
$\tau_P^* = k_{um}\sqrt{k_{um}}$	[4]	idem, dacă $k_{um} \geqslant 0{,}25$

În tabelul 4.1 sînt date cîteva expresii practice de determinare a factorului de pierderi tehnologice în raport cu puterea activă, în funcție de coficienții k_{um} (coeficientul de utilizare a puterii maxime) și α (coefi-

cientul de utilizare), iar în fig. 4.7 sînt reprezentate aceste expresii [7]. După cum se poate vedea dn figură, valoarea factorului de pierderi calculată cu expresia $\tau_P^* = k_{um}$ reprezintă curba limită superioară, iar expresia

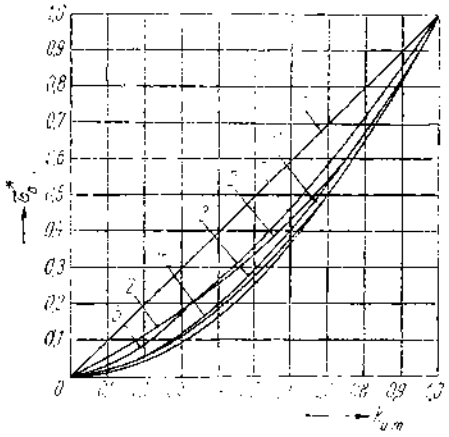


Fig. 4.7. Dependența dintre factorii de formă ai curbelor de sarcină și factorii de pierderi.

$\tau_P^* = k_{um}^2$ reprezintă curba limită inferioară, celelalte relații aflîndu-se între aceste două limite.

4.2. CALCULUL PIERDERILOR DE PUTERE ȘI DE ENERGIE ÎN REȚELELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

În evaluarea pierderilor de putere activă în rețelele de distribuție pînă la tensiunea de 110 kV au importanță numai pierderile datorate încălzirii conductorului.

Pierderile de putere activă în linii într-un sistem trifazat simetric se calculează cu relația

$$\Delta P = 3RI^2 \cdot 10^{-3} \text{ [kW]},$$

în care: ΔP este pierderea de putere, în kW; I — curentul de sarcină, în A; R — rezistența conductorului, în Ω.

Rezistența conductorului este dependentă de lungimea l, secțiunea s și rezistența specifică a materialului din care este confecționat ρ, la o temperatură medie de funcționare, și se calculează cu relația

$$R = \rho \frac{l}{s} \text{ [Ω]}.$$

În general prezintă interes valorile maxime ale pierderilor P_{max} la o sarcină maximă a liniei respective: $\Delta P_{max} = 3RI_{max}^2 10^{-3}$.

Valoarea maximă a curentului poate fi determinată direct din citirea aparatelor de măsură cînd în instalații sînt montate ampermetre, sau

indirect din înregistrarea puterii aparente considerînd în acest caz şi tensiunea medie de funcţionare a reţelei.

Pierderile de energie activă se calculează cu relaţia

$$\Delta W = \int_0^{T_f} \Delta P \mathrm{d}t = 3 \int_0^{T_f} I^2 R \, \mathrm{d}t \, 10^{-3} \ [\mathrm{kWh}].$$

Valoarea $\int_0^{T_f} I^2 \mathrm{d}t$ poate fi măsurată direct cu ajutorul contoarelor de pierderi I^2t. La o reţea de distribuţie cu încărcare nesimetrică este necesară utilizarea obligatorie a două asemenea contoare monofazate sau a unui contor cu trei echipaje.

Dacă se cunoaşte pierderea de putere dependentă de sarcină ΔP_1, la o putere aparentă S_1, aceasta se poate raporta la puterea dorită S şi se obţine

$$\Delta P = \Delta P_1 \left(\frac{S}{S_1} \right)^2. \tag{4.21}$$

Pierderile tehnologice datorate variaţiei suplimentare a sarcinii se determină astfel:

Dacă puterea activă cerută de un consumator sau de o zonă de reţea este P, atunci rezultă o pierdere de putere activă ΔP, respectiv o pierdere de energie activă ΔW.

Dacă puterea P creşte cu o cantitate suplimentară δP, atunci are loc o creştere a pierderilor de putere cu Δp şi a pierderilor de energie cu Δw.

Pierderile tehnologice de putere în reţea ΔP sînt proporţionale cu pătratul puterii absorbite de consumatori P, înmulţite cu o constantă k ce se poate determina din datele reţelei respective.

$$\Delta P = kP^2 \tag{4.22}$$

$$\Delta P + \Delta p = k \ (P + \delta P)^2 = kP^2 + 2 \ kP \ \delta P + k \ (\delta P)^2. \tag{4.23}$$

Scăzînd relaţia (4.22) din (4.23) şi împărţind la relaţia (4.22) rezultă

$$\frac{\Delta p}{\Delta P} = 2 \frac{\delta P}{P} + \left(\frac{\delta P}{P} \right)^2. \tag{4.24}$$

Dacă δP este mult mai mic decît P termenul $\left(\frac{\delta P}{P} \right)^2$ se poate neglija rezultînd cu destulă precizie relaţia

$$\frac{\Delta p}{\Delta P} \approx 2 \frac{\delta P}{P}. \tag{4.25}$$

Pierderile de energie datorate variațiilor suplimentare de sarcină se obțin în mod analog prin relația

$$\frac{\Delta w}{\Delta W} \approx 2\,\frac{\delta P}{P}. \tag{4.26}$$

Relația este valabilă cînd puterea suplimentară cerută rămîne la aceeași valoare pe toată perioada de timp considerată. Dacă puterea suplimentară cerută se menține constantă numai în anumite momente din timpul corespunzător întregii perioade, relația rămîne valabilă, factorului 2 luînd însă valori mai mici.

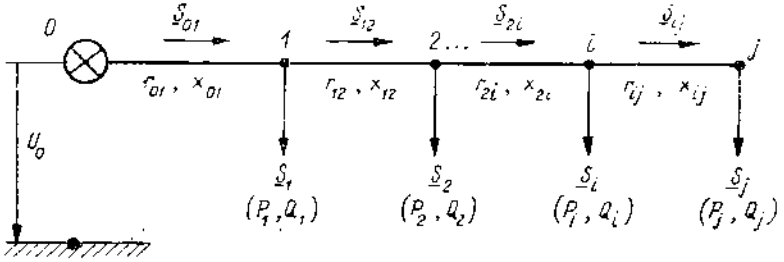


Fig. 4.8. Schema electrică de calcul pentru o rețea de distribuție cu sarcini concentrate.

În cazul rețelelor electrice de distribuție cînd consumatorii sînt concentrați (fig. 4.8), pierderea de putere aparentă ΔS între două noduri consecutive i și j se determină cu relația

$$\Delta S_{ij} = \Delta P_{ij} + \mathrm{j}\,\Delta Q_{ij} = r_{ij}\left[\frac{S_{ij}}{U_i}\right]^2 + \mathrm{j}\,x_{ij}\left[\frac{S_{ij}}{U_i}\right]^2, \tag{4.27}$$

în care : S_{ij} este puterea aparentă care circulă pe tronsonul de linie $i-j$; P_{ij}, Q_{ij} — puterea activă, respectiv reactivă care circulă pe tronsonul $i-j$; U_i — tensiune între faze a liniei în nodul i; r_{ij}, x_{ij} — rezistența, respectiv reactanța pe fază a tronsonului de linie $i-j$.

În locul tensiunii nodului i se poate calcula o tensiune medie a tronsonului $i-j$ cu relația

$$U_{ij} = \frac{U_i + U_j}{2}.$$

În calculele practice se poate neglija influența pierderilor de putere pe porțiunea de linie din aval față de cele din amonte, în care caz, se poate considera în locul tensiunii nodului respectiv U_i, tensiunea nominală a rețelei U_n.

Dacă se dorește totuși să se facă un calcul exact al pierderilor de putere într-o rețea va trebui ca la determinarea circulației de putere în

nodul i să se țină seama și de pierderile de putere din porțiunile de linie din aval, începînd de la sursă pînă la nodul i.

$$S_i = \sum_{h=1}^{i} S_h + \sum_{h=1}^{i} \Delta S_h,$$

unde S_h este puterea aparentă cerută în nodul h, din aval de nodul i.

Pierderea de energie totală pentru o rețea cu sarcini concentrate se determină cu relația

$$\Delta W = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{n} \sum_{j=1}^{n} \left(\frac{S_{max\,ij}}{U_i} \right)^2 r_{ij} \tau_{ij}, \tag{4.28}$$

unde τ_{ij} reprezintă durata pierderilor corespunzătoare puterilor maxime $S_{max\,ij}$.

În calculele practice se poate determina o valoare medie pentru durata pierderilor τ_{med} pentru toată rețeaua, după care se poate calcula pierderea de energie ΔW.

Pentru a determina valoarea lui τ_{med} va trebui să se determine o valoare medie pentru factorul de putere $\cos\varphi$ și o durată medie de utilizare $T_{med\,P}$ al celor k consumatori.

$$\cos\varphi_{med} = \frac{\sum_k P_k}{\sum_h S_k}; \qquad T_{med\,P} = \frac{\sum_k P_{max\,k} T_{max\,Pk}}{\sum_k P_{max\,k}}. \tag{4.29}$$

În cazul rețelelor electrice de distribuție cu sarcini uniform repartizate (fig. 4.9), pierderea de putere pe unul din conductoare de lungime l se poate determina cu relația

$$\Delta P_1 = \int_0^l \left(\frac{I}{l} l_1 \right)^2 r_0 \, dl = \frac{RI^2}{3}. \tag{4.30}$$

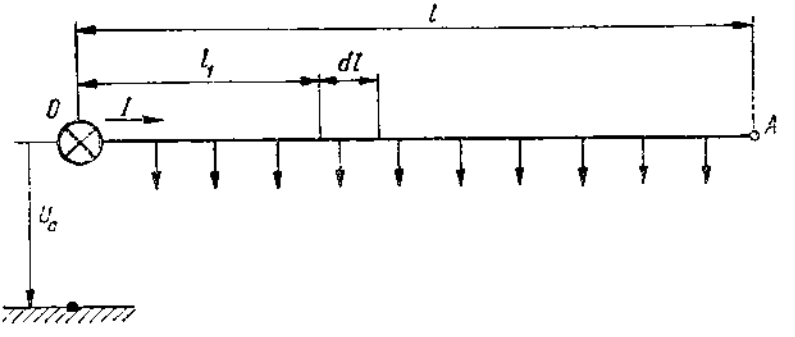


Fig. 4.9. Schema electrică de calcul pentru o rețea de distribuție cu sarcini uniform distribuite.

Pierderea de putere pe cele trei conductoare, în acest caz este $\Delta P = RI^2$, în care: r_0 — rezistența pe unitatea de lungime, în Ω/km; I — curentul de sarcină uniform repartizat pe unitatea de lungime, în A.

În cazul rețelelor de cabluri, pierderile de putere în dielectric se pot determina cu relația

$$\Delta P_{dielectric} = \omega\, C U_0^2 \operatorname{tg}\delta \cdot 10^{-3},$$

în care : $\Delta P_{dielectric}$ — pierderi în dielectric, în kW/km ; $\omega = 2\pi f$, în s^{-1} ; C — capacitatea pe unitatea de lungime, în μF/km ; U_0 — tensiunea de lucru a rețelei în raport cu pămîntul, în kV ; tgδ — factorul de pierderi dielectrice.

$$C = \frac{0{,}0241\ \varepsilon}{\lg \dfrac{D_i}{d_c}}\ [\mu F/km].$$

unde : D_i este diametrul exterior al izolației, în cm ; d_c — diametrul conductorului, în cm ; ε — permitivitatea relativă a izolantului.

Valorile ε și tgδ sînt date în tabelul 4.2 conform publicației C.E.I. nr. 287—1969.

Pierderile de energie în dielectric în aceste cabluri se calculează cu relația

$$\Delta W_{dielectric} = \Delta P_{dielectric} T_f\ [kWh/km.an],$$

în care $T_f = 8760$ h/an.

Se face precizarea că pierderile dielectrice nu sînt riguros independente de sarcină, deoarece factorul de pierderi dielectrice depinde de temperatura de lucru a cablului și deci și de încărcarea acestuia.

Tabelul 4.2

Factorul de pierderi tg δ și constanta dielectrică ε

Materialul izolant al cablului	Factorul de pierderi tg δ.10⁻⁴ la 20°C	Constanta dielectrică ε
Hîrtie uleiată	80	4
Policlorură de vinil (PVC)	900—1000	8
Polietilenă (PE)	10	2.3
Polietilenă reticulată chimic (PRC)	40—80	2,5
Cauciuc etilen-propilenă	200—400	4.5

La tronsoanele lungi de cabluri determinarea factorului de pierderi este destul de greoaie. De aceea pentru calculul pierderilor în cabluri trebuie să se recurgă în cele mai multe cazuri la valori experimentale.

Pentru calcule aproximative se pot adopta pentru $\Delta P_{dielectric}$ valorile indicate în tabelul 4.3.

În tabelul 4.4 sînt date comparativ pierderile de energie în dielectric pentru un cablu de 10 kV cu secțiunea de 3 × 120 mm² Al, în trei variante de izolații, la valoarea curentului maxim admisibil.

Tabelul 4.3

Pierderile dielectrice pentru cabluri

Tipul izolației cablului	$\Delta P_{dielectric}$ [kW/km]	
	10 kV	20 kV
Izolație de hîrtie uleiată și manta de plumb	0,15—0,2	0,18—0,3
Policlorură de vinil (PVC)	1,2—3	1,75—4
Polietilenă (PE)	0,01—0,02	0,02—0,025

Tabelul 4.4

Comparație privind pierderile de energie la un cablu de 10 kV — 3×120 mm Al

Tipul izolației cablului	$I_{max\text{-}adm}$ [A]	$\Delta W_{dielectric}$ [kWh/km.an]
Izolație de hîrtie uleiată	290	1 200
Policlorură de vinil (PVC)	260	18 700
Polietilenă reticulată chimic (PRC)	340	317

Cablurile cu izolație din polietilenă reticulată, prezintă avantaje mai mari ele avînd pierderi specifice de energie mici, așa cum rezultă din tabelul 4.4.

4.3. METODE DE DETERMINARE A CONSUMURILOR PROPRII TEHNOLOGICE ÎN REȚELELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE DE JOASĂ TENSIUNE

Se vor prezenta cîteva metode pentru calculul consumurilor proprii tehnologice în rețelele de distribuție de joasă tensiune atît aeriene cît și în cablu care funcționează radial.

Pierderile în rețelele în cablu care funcționează după o schemă buclată sau strîns (complex) buclată constituie situații speciale și nu pot fi calculate cu metodele prezentate.

În cazul rețelelor de distribuție de joasă tensiune pentru determinarea consumurilor proprii tehnologice se folosesc parametri electrici și geometrici specifici acestor rețele.

Pentru calculul consumurilor proprii tehnologice în aceste rețele, se fac, în general, următoarele ipoteze simplificatoare:

— se consideră că toți consumatorii racordați la rețeaua de joasă tensiune sînt receptori de putere activă;

— fazele sînt uniform încărcate (fazele echilibrate);

— consumurile de energie electrică ale abonaților care nu plătesc energia pe bază de contoare (sistem pauşal) fiind, în general reduse, conduc la o eroare de ordinul doi în ceea ce privește stabilirea prin calcul a consumurilor proprii tehnologice în rețelele de joasă tensiune;

— pierderile în branșamentele de joasă tensiune se neglijează ca fiind foarte mici;

— consumul propriu al contorului electric se va lua de 2,5 W pentru fiecare din sistemele de măsură;

— la nivelul postului de transformare se consideră că sarcina inductivă dată de rețeaua de joasă tensiune, de rețeaua de iluminat public și de unele receptoare electrocasnice, conduce la un $\cos\varphi = 0{,}90 - 0{,}92$.

4.3.1. DETERMINAREA CONSUMURILOR PROPRII TEHNOLOGICE CU AJUTORUL CĂDERILOR DE TENSIUNE

Pierderile și căderile de tensiune dintr-o rețea electrică de joasă tensiune sînt strîns legate între ele. De aceea este posibilă determinarea pierderilor cu ajutorul căderilor de tensiune care se pot ușor măsura.

Pierderile de putere procentuale într-o linie rezultă în funcție de căderea de tensiune procentuală conform relației (4.31) dacă se consideră $\cos\varphi = 1$.

$$\Delta P_p = K_L \, \Delta U_p, \tag{4.31}$$

unde: ΔP_p sînt pierderile de putere procentuale; ΔU_p — pierderea de tensiune procentuală; K_L — factor dependent de sarcina liniei.

Pentru o linie cu sarcina la capătul ei $K_L = 1$ (fig. 4.10, *a*).

În cazul unei sarcini uniform distribuite pe întreaga lungime a liniei $K_L = \frac{2}{3}$ (fig. 4.10, *b*), iar pentru o linie cu secțiune constantă avînd n sarcini de mărime egală, situate la intervale egale, factorul $K_L = \frac{2n + 1}{3n}$ (fig. 4.10, *c*).

În practică însă, aceste distribuții de sarcini ideale nu se întîlnesc, din care cauză factorul K_L este dificil de determinat cu suficientă precizie.

Metoda prezintă dezavantajul că utilizează ca valoare pentru determinarea pierderilor, căderea de tensiunie maximă din reţeaua analizată. De asemenea, pentru considerarea diverselor influenţe asupra nivelului pierderilor în reţeaua de joasă tensiune ca, neuniformitatea încărcării fazelor sau a racordurilor monofazate sau bifazate se pot utiliza factori de coreţie suplimentari, care însă nu dau rezultate prea bune [33].

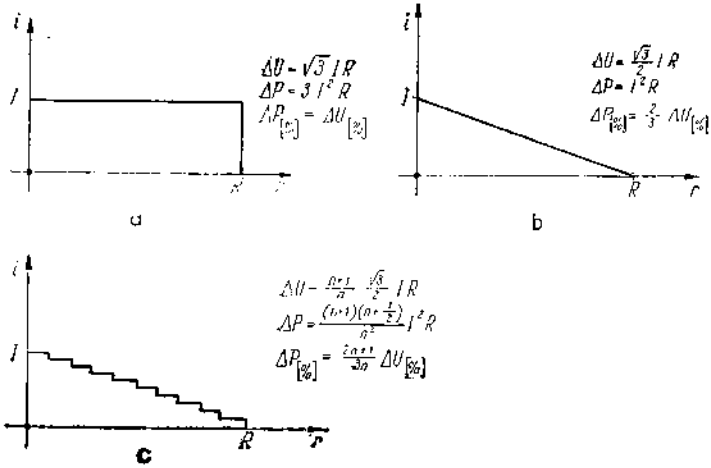


Fig. 4.10. Exemple de reţele electrice de distribuţie radiale:
a — linie cu sarcina la capătul ei; *b* — linie cu sarcini uniform distribuite pe întreaga lungime;
c — linie cu secţiune constantă avînd *n* sarcini de mărime egală, situate la intervale egale.

Întrucît căderile de tensiune din reţelele de joasă tensiune urbane au în general valori mici, pentru determinarea acestora ar fi necesare măsurători foarte exacte a tensiunilor în aceste reţele. În afară de aceasta mai trebuie asigurată şi o simultaneitate a măsurătorilor atît în posturile de transformare care alimentează reţeaua cît şi pe plecări. Ambele condiţii sînt greu de realizat în exploatarea curentă.

Căderea de tensiune care interesează se obţine prin diferenţa între două valori măsurate ale tensiunii $\Delta U = U_1 - U_2$. Întrucît eroarea de măsură a tensiunilor U_1 şi U_2 este cam de acelaşi ordin de mărime cu căderea de tensiune ΔU, cu ajutorul acestei metode nu se pot obţine informaţii suficient de exacte asupra pierderilor în aceste reţele. Informaţiile ce se pot obţine sînt numai de natură globală.

4.3.2. DETERMINAREA CONSUMURILOR TEHNOLOGICE PRIN METODA LUNGIMILOR ECHIVALENTE

Pentru determinarea consumului propriu tehnologic în reţelele de joasă tensiune trebuie să se ţină seama de lungimea şi secţiunea circuitului, precum şi de energia consumată de abonaţii racordaţi la acest circuit într-un interval de timp (lună, trimestru, an).

Se aleg trei variabile de bază şi anume: lungimea circuitului l, numărul de abonaţi racordaţi la acest circuit, consumul de energie înregistrat în perioada de timp considerată.

O rețea de joasă tensiune ce pleacă dintr-un post de transformare se împarte în mai multe circuite (plecări) radiale.

Deoarece un circuit poate fi compus din mai multe tronsoane cu lungimi și secțiuni diferite, se calculează un *circuit echivalent*, alegîndu-se secțiunea cea mai răspîndită ca secțiune echivalentă.

Astfel, lungimea echivalentă a unui tronson este dată de relația

$$l_{ech} = l_{real} \frac{s_{real}}{s_{ech}} = l_{real} \frac{r_{0\,real}}{r_{0\,ech}},$$

în care : l_{ech} este lungimea echivalentă a tronsonului, în km ; l_{real}—lungimea reală a tronsonului, în km ; s_{real}, $r_{0\,real}$—secțiunea, respectiv rezistența ohmică specifică a conductorului real, în mm², respectiv în ohm/km ; s_{ech}, $r_{0\,ech}$— secțiunea, respectiv rezistența ohmică specifică a conductorului echivalent, în mm², respectiv ohm/km.

După calcularea lungimilor echivalente ale tronsoanelor care compun circuitul considerat se însumează aceste lungimi

$$L_{ech} = \sum (l_{echiv})_{tronson}.$$

Cînd circuitul nu are o secțiune dominantă se recomandă să se aleagă drept secțiune echivalentă $s = 50$ mm² Al.

Un calcul exact al consumurilor proprii tehnologice în aceste rețele este laborios și comportă un timp lung de execuție chiar dacă se folosesc mijloace moderne de calcul.

Din studiile întreprinse s-a dovedit că se obțin rezultate suficient de precise dacă se lucrează cu consumuri medii de energie electrică pe abonat și perioadă de calcul și cu un număr mediu de abonați pe kilometru echivalent de linie.

$$C_{med} = \frac{\sum_{i}^{N_{ab}} (C_{ab\,i})_T}{N_{ab}} \text{ [kWh/abonat și perioadă]};$$

$$N_{med} = \frac{N_{ab}}{l_{ech}} \text{ [abonați/km echivalent]},$$

în care : C_{med}— consumul mediu de energie electrică pe abonat racordat la circuit într-o perioadă considerată (lună, trimestru, an), în kWh/abonat și perioadă ; $C_{ab\,i}$ — consumul de energie electrică al abonatului i în perioada considerată, în kWh ; N_{ab} — numărul total de abonați racordați la circuit ; l_{ech} — lungimea echivalentă a circuitului, în km.

4.3.3. DETERMINAREA CONSUMURILOR PROPRII TEHNOLOGICE PRIN METODA LUNGIMILOR CORECTATE ȘI A TIMPULUI DE PIERDERI MAXIME [33].

Pentru aplicarea acestei metode se folosesc ca valori de bază rezultatele măsurătorilor sarcinilor pe transformatoarele de alimentare

ale rețelelor de joasă tensiune la care se dorește să se calculeze consumul propriu tehnologic.

Din cauză că în exploatare nu se pot efectua numeroase măsurători în aceste rețele se consideră că sarcinile pe transformatoarele din posturi sînt măsurate la vîrful de sarcină maximă, anual.

Prin aceasta pierderile de putere în rețele ΔP corespund pierderilor de putere la vîrful de sarcină maximă, anual.

$$\Delta P = \Delta P_{max}.$$

Pentru rețeaua de joasă tensiune aleasă în acest scop (fig. 4.11) va trebui să se determine următoarele:

Stabilirea sectoarelor liniei principale, neglijîndu-se derivațiile din linie. Determinarea lungimii totale a fiderului principal L, în m,

Determinarea numărului de racorduri pe fiecare tronson n_{ri} cît și a numărului total de racorduri din linia principală $n_r = \sum_i n_{ri}$,

Numărul total de racorduri din întreaga rețea n_{rt},

Numărul total al consumatorilor din rețea N_c,

Curentul echivalent I_e determinat din media curenților pe fiecare fază, în A,

Curentul prin conductorul de nul I_0, în A,

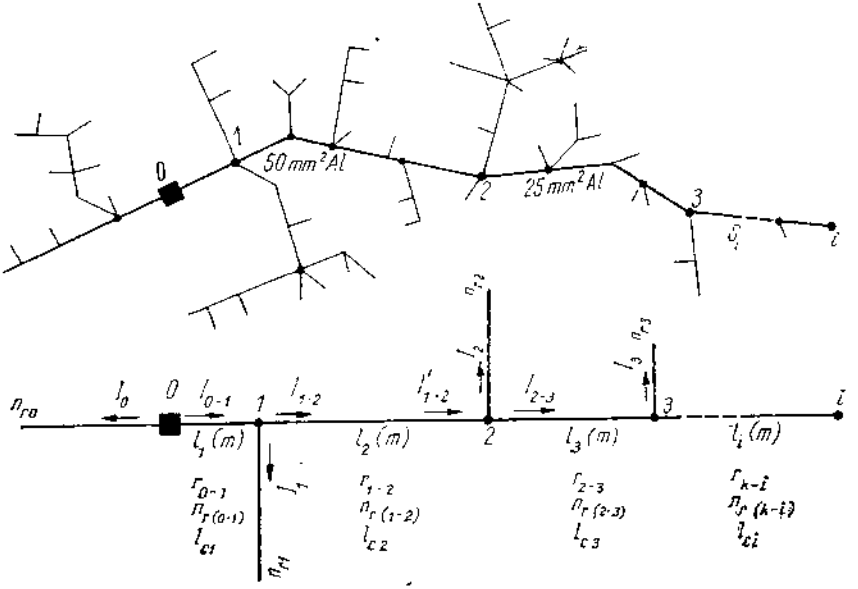


Fig. 4.11. Schema pentru calculul unei rețele electrice de distribuție radială cu ramificații.

Consumul anual de energie electrică pe întreaga rețea W_a, în kWh,

Coeficientul specific al racordurilor casnice $K_r = \dfrac{I_e}{n_{rt}}$, în A/abonat,

Coeficientul specific al lungimilor corectate $K_{lc} = \frac{L}{n_r}$, în m/abonat.

Cunoscîndu-se numărul de abonaţi racordaţi pe fiecare tronson din linia principală n_{ri} se determină curentul ce circulă pe fiecare tronson

$$I_{i-j} = K_r n_{ri}.$$

Lungimea corectată a tronsonului se determină cu ajutorul coeficientului lungimilor corectate K_{lc} şi numărul de abonaţi

$$l_{ci} = K_{lc} n_{ri}.$$

Se calculează pierderile de putere pe fiecare tronson ΔP_{ci} pe baza curentului din tronsonul respectiv şi din lungimea corectată a aceluiaşi tronson l_{ci}

$$\Delta P_{ci} = 3 R_{ci} I^2_{i-j}.$$

Se determină suma pierderilor de putere din tronsoanele liniei principale.

$$\Delta P_c = \sum_i^n P_{ci},$$

n — fiind numărul de tronsoane a liniei principale.

Pentru calculul pierderilor de putere pe întreaga reţea se utilizează relaţia

$$\Delta P_{max} = m_p K_d K_s \Delta P_c, \qquad (4.32)$$

în care : m_p este factorul de corecţie pentru considerarea creşterii puterilor datorate curentului din conductorul de nul I_0;

$K_d = 1{,}05$ — factor de corecţie pentru considerarea pierderilor în derivaţiile secundare din linia principală;

K_s — factor de corecţie pentru considerarea sarcinii în trepte (se alege în funcţie de numărul racordurilor abonaţilor n_r);

ΔP_c — suma pierderilor de putere în tronsoanele liniei principale.

Coeficienţii m_p, K_d şi K_s se determină pe cale statistică.

Cu ajutorul pierderilor de putere la sarcina maximă de vîrf se calculează pierderile de energie cu ajutorul factorului de pierderi tehnologice τ^* conform formulei (4.13). Pentru determinarea factorului de pierderi tehnologice trebuie cunoscut numărul de ore de utilizare a puterii maxime anuale.

Pierderile de putere ΔP_{max} calculate cu ajutorul acestei metode s-au comparat cu pierderile de putere calculate pe întreaga reţea cu formula $\Delta P = 3 \sum_i I_i^2 R_i$, în care caz s-a considerat un curent mediu pe consumator de $I_i = I_c / N_c$. Semnificaţia mărimilor este dată mai sus.

Abaterea valorii ΔP_{max} de la valoarea ΔP a fost cuprinsă de regulă între 2 și 10 %. Metoda este suficient de precisă și destul de ușor de aplicat. Ea poate fi folosită și pentru calculul consumurilor proprii tehnologice în rețelele de medie tensiune, în special a celor de distribuție rurală.

4.3.4. DETERMINAREA CONSUMURILOR PROPRII TEHNOLOGICE PRIN METODA STATISTICĂ

Această metodă se utilizează pentru determinarea consumurilor proprii tehnologice în rețelele electrice de medie și joasă tensiune de tip radial [33]. Calculul se efectuează pe ansamblul unor rețele electrice dintr-o zonă dată, neputînd fi utilizată pentru determinarea pierderilor dintr-o singură rețea.

Metoda se bazează pe măsurarea tensiunilor în rețea, în care scop, măsurătorile trebuie efectuate simultan la transformatoarele din posturi și la capătul liniilor radiale în timpul vîrfului de sarcină.

Tensiunile se măsoară la capetele liniilor principale și nu la toate derivațiile de linie, deoarece pe aceste legături se obțin și căderile de tensiune cele mai mari.

În cazul unor derivații mai lungi sau la capătul rețelei, tensiunea va trebui măsurată la capătul tuturor derivațiilor, pentru a se putea determina derivația cu căderea de tensiune maximă.

Pentru determinarea pierderilor în transformatoarele din posturile de transformare locale se efectuează o singură măsurătoare a curentului ce trece prin aceste transformatoare la vîrful de sarcină.

Pierderile de energie procentuale din consumul total se determină cu relația

$$\Delta W_p = \theta \frac{\Delta U_r (2t_s + 1)}{3 \cos^2 \varphi_r} \left[\frac{U_s}{U_r} \right]^2, \qquad (4.33)$$

în care: ΔW_p este pierderea de energie, în %;

ΔU_r — căderea de tensiune medie din rețea, în procente, la vîrful de sarcină care se menține timp de 15 min. Ea se determină pe baza valorilor medii ale căderilor de tensiune din toate punctele măsurate din linii; prin căderea de tensiune dintr-o linie se înțelege valoarea medie a căderilor de tensiune pe cele trei faze;

$\cos \varphi_r$ — factorul de putere mediu pentru întreaga rețea și determinat pe bază de măsurători; cînd nu se dispune de date reale din rețea se poate considera $\cos \varphi_r = 0{,}9 - 0{,}92$;

t_s — raportul dintre numărul orelor de utilizare a sarcinii maxime anuale și intervalul de timp considerat (8760 h); el este deci identic cu factorul de utilizare a puterii maxime k_{um}; numărul orelor de utilizare a sarcinii maxime anuale se calculează pe baza consumului total de energie din zona considerată, la care se adaugă un procent pentru pierderi de 10—12 % și din sarcina maximă de pe transformatoare (valori medii);

U_s — tensiunea medie în timpul vîrfului de sarcină obținută pe baza valorilor tuturor punctelor măsurate;

U_r — valoarea medie a tensiunii în timpul unui an în toate punctele măsurate din rețea;

θ — factor care are 4 componente și anume

$$\theta = \theta_n \theta_s \theta_a \theta_i,$$

unde: θ_n — ia în considerație numărul punctelor de racord din linia principală;

θ_n rezultă din relația

$$\theta_n = \frac{2n + 1}{3n},$$

în care pentru n se pot lua următoarele valori medii:

— în rețele rurale $n = 14$;

— în rețele din așezări mai compacte $n = 10$;

— în rețele urbane $n = 8$.

Nu se consideră necesară o determinare exactă a numărului punctelor de racord din linia principală. Factorul θ_n este identic cu factorul K_L din figura 4.10, *c*;

θ_s — ia în considerație numărul treptelor de secțiuni diferite utilizate în linia principală;

θ_a — ține seama de sarcina asimetrică a fazelor în funcție de factorul de asimetrie K_a.

Întrucît în metoda respectivă consumul propriu tehnologic se determină în funcție de căderile de tensiune pe linii, nu se consideră nesimetria curenților de pe transformatoarele din posturi ci asimetria căderilor de tensiune de la capetele liniilor.

Factorul de asimetrie K_a se definește conform relației

$$K_a = \frac{\Delta U_{max} - \Delta U_{min}}{\Delta U_R + \Delta U_S + \Delta U_T},$$

unde ΔU_R, ΔU_S, ΔU_T sînt căderile de tensiune pe cele trei faze R, S și T ale rețelei.

Pentru determinarea lui θ_a se utilizează relația

$$\theta_a = 1 + 0{,}11K_a + 0{,}66K_a^2 + 1{,}43K_a^3.$$

θ_i — se determină pe cale statistică și ține seama de neuniformitatea repartizării consumatorilor din zonă și de puterile diferite absorbite de acești consumatori.

Pentru rețeaua urbană se poate considera $\theta_i = 0{,}98$, pentru rețelele din așezări mai compacte 1,09 iar pentru rețelele urbane 0,99.

Această metodă statistică pentru determinarea consumurilor proprii tehnologice în rețelele de joasă tensiune dă rezultate destul de bune. Ea poate fi aplicată cu succes și în rețelele de medie tensiune, în care caz coeficienții respectivi vor trebui determinați separat pentru aceste categorii de rețele.

Volumul de muncă pentru efectuarea măsurătorilor și a calculelor este relativ redus.

Un alt rezultat pozitiv al acestei metode constă în faptul că furnizează și valorile căderilor de tensiune maxime în rețele, lucru deosebit de important de știut pentru întreprinderile de rețele.

Metodele statistice pentru determinarea consumurilor proprii tehnologice în rețelele de distribuție vor trebui extinse în viitor din cauza importanței crescînde ce le prezintă aceste metode.

4.4. CALCULUL PIERDERILOR DE PUTERE ȘI DE ENERGIE ÎN TRANSFORMATOARE

La funcționarea transformatoarelor apar pe lîngă pierderile de putere activă în înfășurări ΔP_K, care sînt dependente de sarcină, și pierderi independente de sarcină cum ar fi pierderile în fierul transformatoarelor ΔP_0.

Pierderile de putere activă în înfășurările transformatorului la sarcina nominală ΔP_{Kn} sînt egale cu pierderile la scurtcircuit și pot fi luate din cartea tehnică a transformatorului sau din tabele.

Pierderile de putere reactivă la sarcina nominală ΔQ_{Kn} sînt egale cu pierderile determinate de dispersia fluxului magnetic. Aceste pierderi se pot determina cu relația

$$\Delta Q_{Kn} = \frac{u_r S_{nT}}{100}, \tag{4.34}$$

în care : u_r este căderea de tensiune procentuală în reactanța transformatorului, în %; S_{nT} — puterea aparentă nominală a transformatorului, în kVA.

La transformatoarele de puteri unitare mari, în special, se poate lua în locul căderii de tensiune în reactanța transformatorului u_r, tensiunea de scurtcircuit u_{sc} adică $u_r[\%] \approx u_{sc}[\%]$.

Tensiunea de scurtcircuit u_{sc} se ia din cartea tehnică a transformatorului.

Formula (4.34) devine

$$\Delta Q_{Kn} = \frac{u_{sc} S_{nT}}{100}. \tag{4.35}$$

Pierderile de putere activă la mersul în gol ΔP_0 apar datorită magnetizării miezurilor de fier ale transformatorului. Aceste pierderi se pot lua din datele tehnice ale transformatorului sau din tabele.

Pierderile de putere reactivă ΔQ_0 se calculează cu relația

$$\Delta Q_0 = \frac{I_{mag} S_{nT}}{100}. \tag{4.36}$$

în care I_{mag} este curentul de magnetizare al transformatorului, în procente la sută, a cărei valoare se ia din datele tehnice ale transformatorului.

Pierderile de putere (activă și reactivă) dependente de sarcină pentru o valoare S oarecare se pot calcula cu relațiile

$$\left.\begin{aligned} \Delta P_K &= \left(\frac{S}{S_{nT}}\right)^2 \Delta P_{Kn} = a^2 \Delta P_{Kn} = \frac{S^2}{U^2} R_T ; \\ \Delta Q_K &= \left(\frac{S}{S_{nT}}\right)^2 \Delta Q_{Kn} = a^2 \Delta Q_{Kn} = \frac{S^2}{U^2} X_T, \end{aligned}\right\} \tag{4.37}$$

în care : ΔP_K, ΔQ_K sînt pierderile de putere (activă și reactivă) în înfășurările transformatorului, în kW și kvar ;

S este puterea aparentă la care se dorește să se facă calculul, în kVA ;

S_{nT} — puterea aparentă nominală a transformatorului, în kVA ;

$a = \dfrac{S}{S_{nT}}$ — coeficientul de încărcare al transformatorului determinat de sarcina reală și de cea nominală ;

ΔP_{Kn}, ΔQ_{Kn} sînt pierderile de putere (activă și reactivă) nominale în înfășurările transformatorului, în kW și kvar ;

R_T, X_T — rezistența, respectiv, reactanța înfășurării transformatorului în Ω.

Pierderile independente de sarcină s-ar putea considera în primă aproximație constante deoarece tensiunea de lucru într-o rețea nu variază în limite mari, deci

$$\Delta P_0 \approx \Delta P_{0n}.$$

Pierderile totale în transformatoare sînt :

$$\left.\begin{aligned} \Delta P_T &= \Delta P_K + \Delta P_0 \\ \Delta Q_T &= \Delta Q_K + \Delta Q_0 \end{aligned}\right\}. \tag{4.38}$$

Pierderile de energie se vor calcula cu relațiile :

— pierderile de energie în înfășurări

$$\Delta W_K = \tau \Delta P_{K max}. \tag{4.39}$$

— pierderile de energie la mersul în gol

$$\Delta W_0 = T_f \Delta P_0, \tag{4.40}$$

— iar pierderile totale de energie

$$\Delta W_T = \Delta W_K + \Delta W_0. \tag{4.41}$$

Cînd într-o stație de transformare sînt montate mai multe transformatoare, pentru calculul pierderilor de energie va trebui să se cunoască regimul de încărcare al fiecărui transformator cît și caracteristicile acestora.

La transformatoarele mari răcite artificial în afara pierderilor specificate mai sus mai apar și o serie de pierderi tehnologice suplimentare, cum ar fi cele legate de puterea ventilatoarelor de răcire sau de pompele de circulație de ulei.

Tabelul 4.5

Valorile medii pentru coeficientul de utilizare și pentru factorul de pierderi tehnologice al sistemele de răcire ale transformatoarelor

Denumirea coeficienților	Transformatoare IT/MT	Transformatoare MT/JT
Timpul de funcționare T_f	7000 [h/an]	8760 [h/an]
Coeficientul de încărcare maximă $\alpha = \frac{S_{max}}{S_{nT}}$	0,65	0,6
Coeficientul de utilizare k_{um}	0,5	0,3
Factorul de pierderi tenologice τ^*	0,293	0,126

Pentru a se face o apreciere asupra energiei suplimentare pierdute prin sistemele de răcire trebuie să se cunoască coeficienții de utilizare ai puterii maxime k_{um} și ai factorului de pierderi tehnologice τ^*, pentru aceste instalații.

Cînd aceste date lipsesc, pentru calculul valorii medii ale acestor pierderi se pot considera valorile indicate în tabelul 4.5.

4.5. PIERDERILE PRIN EFECT CORONA LA LINIILE ELECTRICE DE ÎNALTĂ TENSIUNE

Efectul corona reprezintă ansamblul fenomenelor legate de apariția unei conductivități în aerul din jurul unui conductor al unei linii electrice de înaltă tensiune. Această conductivitate se datorește fenomenului de ionizare care se explică în felul următor: există întotdeauna în aer un număr oarecare de perechi de ioni pozitivi — electroni lineri, creați de radiațiile cosmice în timp ce electronii sînt supuși unui cîmp electric ei sînt accelerați, și dacă valoarea cîmpului este destul de intensă, energia care o înmagazinează devine suficientă pentru a provoca ionizarea moleculelor neutre pe care le întîlnește în aer (ionizarea prin șoc). Se creează noi electroni liberi care supuși aceluiași cîmp ionizează alte molecule, feno-

menul repetîndu-se. Procesul capătă un aspect de avalanșă, denumit *avalanșa lui Townsend.*

Avalanșa electronică nu se poate produce decît dacă cîmpul la suprafața conductorului atinge o valoare suficient de mare, ajungînd pînă la o valoare critică de 30 kV/cm, denumit *cîmp critic.*

Pierderi datorate fenomenului corona apar și sub tensiunea critică și se datorează unor descărcări locale. Acest regim se numește *regim de pierderi localizate.*

Cînd se ajunge la valoarea critică, sarcinile spațiale create devin mai dense, apar efluvii care au o anumită conductivitate și prin efluvii sarcina de pe conductor trece în mediul înconjurător. Apare astfel așa numitul *regim de pierderi generalizate.* Cîmpul electric nu poate să depășească o anumită valoare, pentru că imediat sînt formate sarcini noi care tind să-l limiteze.

Învelișul de sarcini spațiale se reîncarcă mereu. Într-o semiperioadă se compensează sarcinile spațiale produse în semiperioada precedentă și apoi se formează noi sarcini spațiale de semn contrar, procesul repetîndu-se mereu.

Mecanismul de formare a pierderilor corona rezultă deci din două fenomene fizice distincte : ionizarea aerului din vecinătatea conductorului și mișcării ionilor în cîmpul electric, energia fiind disipată prin frecarea ionilor de moleculele neutre din aer.

Intensitatea fenomenului corona este foarte fluctuantă și depinde în mare măsură de :

— starea suprafeței conductorului (asperități, neregularități locale etc.);

— poluarea atmosferică (particulele în suspensie din aer, insectele care se depun pe conductoare);

— starea atmosferică (ploaie, zăpadă, chiciură, ceață etc.).

Efectul corona poate să fluctueze într-o perioadă de timp în raportul 1 la 5, de la timp frumos (uscat) la ploaie sau ceață.

Principii de calcul. Cîmpul electric de la suprafața conductorului sau gradientul superficial este parametrul caracteristic cel mai important la stabilirea pierderilor prin efect corona.

Intensitatea cîmpului electric E la suprafața conductorului se calculează cu ajutorul teoremei lui Gauss, astfel

$$E = \frac{q}{2\pi\varepsilon_0 r} = 0{,}018\,\frac{q}{r}\ [\mathrm{Vcm^{-1}}], \tag{4.42}$$

unde : q este sarcina superficială pe unitatea de lungime, în C/m ;

r — raza conductorului lis echivalent, în cm (raza reală a conductorului unei linii aeriene se înmulțește cu un coeficient care ține seama de torodarea firelor conductorului);

$\varepsilon_0 = \dfrac{1}{4\pi \cdot 9 \cdot 10^9}$ — permitivitatea vidului (sau aerului) în F/m.

În cazul unui sistem complex de conductoare pentru calculul sarcinilor q pe fiecare conductor și pentru a se pune în evidență capacitățile parțiale ale unui conductor din sistem (atît față de celelalte conductoare, cît și față de pămînt) se folosește relația lui Maxwell scrisă sub formă matricială

$$[q] = [C]\ [\underline{V}] = [\lambda]^{-1}\ [\underline{V}], \tag{4.43}$$

unde : $[q]$ este matricea coloană a sarcinilor lineice, în C/m ;
$[C]$ — matricea pătrată a capacităților de serviciu a liniei (capacități proprii și mutuale), în μF/km, care se determină în funcție de geometria liniei analizate ;
$[\lambda]$ — matricea coeficienților de potențial ;
$[\underline{V}]$ — matricea coloană a potențialelor conductorului (pămîntul fiind considerat cu potențial nul), în kV.

Pentru determinarea matricei $[C]$ se folosește teorema imaginilor electrice, care consideră pămîntul ca un plan de potențial nul și imaginea conductoarelor în raport cu acest plan, ca în fig. 4.12.

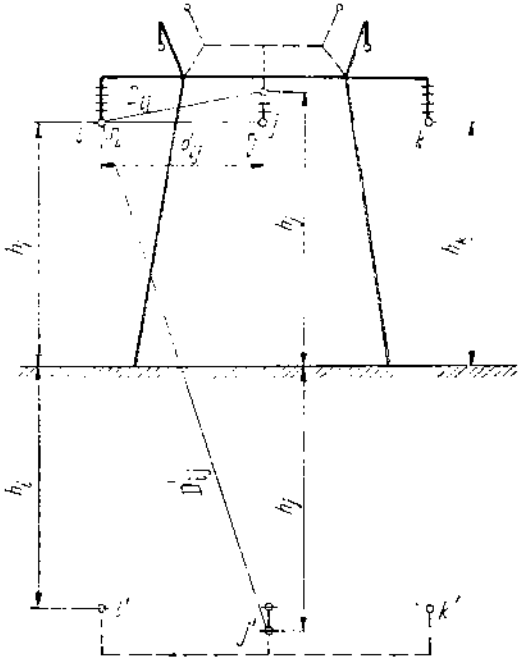


Fig. 4.12. Determinarea coeficienților de potențial a unei linii electrice aeriene.

Notînd cu r_i raza conductorului i și cu h_i distanța lui față de sol, pentru cazul general cînd conductoarele nu sînt dispuse în același plan, atunci

$$D_{ij} = \sqrt{(h_j - h_i)^2 + d_{ij}^2}.$$

Cînd conductoarele unei linii electrice sînt în același plan $D_{ij} = d_{ij}$.

$$D'_{ij} = \sqrt{(h_i + h_j)^2 + d_{ij}^2}.$$

În practică înălțimea conductoarelor față de sol variază în lungul unei deschideri și de la o deschidere la alta astfel, încît h_i și h_j, care se introduc în calcule, sînt înălțimi medii.

Înălțimea medie de suspendare a conductorului activ i, pentru săgeata maximă f_{max}, este

$$h_{med\ i} = h_i - 2/3\, f_{max}\ \text{[m]}.$$

Coeficienții proprii de potențial sînt:

$$\lambda_{ii} = \frac{1}{2\pi\ \varepsilon_0} \ln\left(\frac{2h_i}{r_i}\right) = 0{,}018 \ln\left(\frac{2h_i}{r_i}\right)\ \text{[m.pF}^{-1}\text{]}. \qquad (4.44)$$

Coeficienții mutuali de potențial sînt:

$$\lambda_{ij} = 0{,}018\ \ln\left(\frac{D'_{ij}}{D_{ij}}\right)\ \text{[m}\cdot\text{pF]}^{-1}.$$

Se ține seama că sistemul electric este liniar, bucurîndu-se de proprietatea de reciprocitate: $\lambda_{ij} = \lambda_{ji}$.

Cu ajutorul acestor coeficienți de potențial se formează matricea pătrată $[\lambda]$, iar prin inversiune se deduce matricea capacităților de serviciu a liniei

$$[C] = [\lambda]^{-1}.$$

Matricea coloană a tensiunilor $[\underline{V}]$, într-un sistem trifazat echilibrat și dacă succesiunea fazelor este definită de 1, a^2, a (unde a este *operatorul lui Fortescue*), se scrie

$$[\underline{V}] = \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \\ \underline{V}_3 \end{bmatrix} = V \begin{bmatrix} 1 + j\,0 \\ -\frac{1}{2} + j\sqrt{3/2} \\ -\frac{1}{2} - j\sqrt{3/2} \end{bmatrix}.$$

După ce matricea $[C]$ a fost calculată se poate determina sarcina maximă Q de pe conductor; astfel, pentru faza R se obține în modul:

$$|Q_R| = V\left[\left(C_{11} - \frac{C_{12} + C_{13}}{2}\right) + j\,\frac{\sqrt{3}}{2}(C_{12} - C_{13})\right], \qquad (4.45)$$

în care V este tensiunea maximă de lucru și este dată de relația

$$V = \frac{V_{ef}\sqrt{2}}{\sqrt{3}}\ \text{[kV]}.$$

$|Q_S|$ și $|Q_T|$ se obțin în mod analog.

Calculul cîmpului electric periferic pe conductoare fasciculare. Liniile de înaltă tensiune de 220 kV şi mai mult sînt echipate aproape în exclusivitate cu un fascicul de mai multe conductoare pe fază (două, trei sau patru), denumite şi *conductoare jumelate*. Această dispoziţie permite a se menţine cîmpurile superficiale ale conductoarelor la valori admisibile.

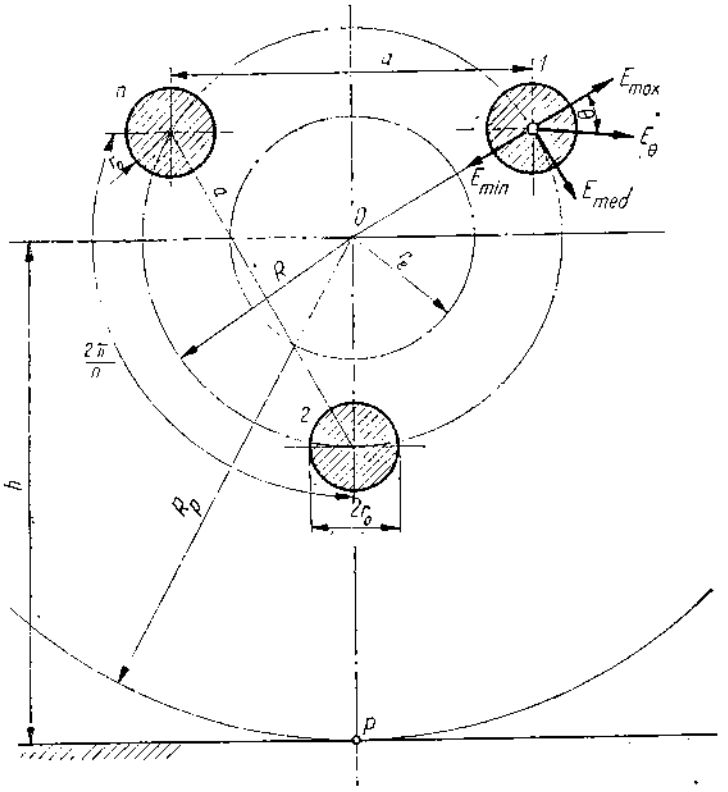


Fig. 4.13. Mărimile geometrice caracteristice ale unui fascicul de conductoare şi reprezentarea vectorului intensităţii cîmpului la suprafaţa unui conductor.

Un fascicul de conductoare pe fază este caracterizat prin următoarele mărimi (fig. 4.13); r_0 — raza conductoarelor elementare, în cm; n — numărul conductoarelor elementare; R — raza cercului circumscris fasciculului (cercul care trece prin centrele tuturor conductoarelor), în cm; a — distanţa între două conductoare jumelate consecutive, în cm, şi calculată cu relaţia $a = 2R \sin \frac{\pi}{n}$; r_e — raza echivalentă a fasciculului este raza unui conductor cilindric unic, fictiv, care are aceleaşi capacităţi de

serviciu ca și fasciculul real în raport cu celelalte conductoare învecinate și este dată de expresia

$$r_e = R \sqrt[n]{\frac{nr_0}{R}} \text{ [cm]}.$$

Pentru 2 conductoare pe fascicul $r_e = \sqrt{r_0 a}$; pentru 3 conductoare $r_e = \sqrt[3]{r_0 a^2}$, iar pentru 4 conductoare $r_e = \sqrt[4]{\sqrt{2}\, r_0 a^3}$.

Pentru calculul cîmpului superficial al conductoarelor unui fascicul se determină mai întîi sarcina totală Q a acestuia, introducînd raza sa echivalentă r_e în expresia coeficienților de potențial.

Gradientul mediu al unui conductor din fascicul este dat de relația

$$E_{med} = \frac{1}{n} \frac{Q}{2\pi \varepsilon_0 r_0} = 0{,}018 \frac{Q}{n r_0} \text{ [V.cm}^{-1}\text{]}, \tag{4.46}$$

unde Q este sarcina lineică totală a fasciculului, iar r_0 raza unui conductor.

Dacă se ține seama de influențele reciproce dintre conductoarele din fascicul, influențe care în cazul unei structuri cu mai multe conductoare deformează liniile de potențial și de cîmp din jurul unui conductor, atunci sarcina electrică a fiecărui conductor din fascicul nu mai este uniform repartizată pe suprafața sa. Gradientul real este mai intens către exterior și mai slab către interiorul fasciculului.

Se definește deci un cîmp maxim și un cîmp minim, astfel

$$E_{max} = E_{med} \left[1 + \frac{(n-1)\, r_0}{R} \right] \text{ [V} \cdot \text{cm}^{-1}\text{]}; \tag{4.47}$$

$$E_{min} = E_{med} \left[1 - \frac{(n-1)\, r_0}{R} \right] \text{ [V} \cdot \text{cm}^{-1}\text{]}. \tag{4.48}$$

Se admite în general că variația cîmpului în jurul conductorului este de forma

$$E_\theta = E_{med} \left[1 + \frac{(n-1)\, r_0}{R} \cos\theta \right] \text{ [V} \cdot \text{cm}^{-1}\text{]}. \tag{4.49}$$

Predeterminarea pierderilor prin efect corona (metoda Cladé-Gary). Metoda elaborată de *J. Cladé și G. Gary* [41, 43, 44] de la Electricité de France a fost recomandată de C.I.G.R.E. în 1972, pentru a fi adoptată de toate țările membre, ea fiind suficient de exactă pentru necesități inginerești.

Prin această metodă se pot determina pierderile corona pe timp frumos şi pe timp de ploaie (de diferite intensităţi), dar nu şi pe zăpadă. Prin analiza curbelor trasate de *Dolghinov* [45] se constată că pierderile prin efect corona pe timp de ploaie sînt mai mari decît pe ninsoare şi aproximarea pierderilor pe timp de zăpadă cu cele pe ploaie este acoperitoare.

Metoda pleacă de la o ipoteză simplificatoare, considerînd că emisia de ioni a conductorului apare brusc, la o valoare critică a cîmpului electric, deci se iau în considerare numai pierderile generalizate.

Pentru determinarea pierderilor corona la tensiuni superioare tensiunii critice (regimul generalizat), autorii au plecat de la formula aproximativă

$$\Delta P_{cor} = 8 f(C_s - C) V_0 (V - V_0) 10^{-6} \quad [\text{kW} \cdot \text{km}^{-1}], \tag{4.50}$$

unde : C este capacitatea proprie a conductorului faţă de pămînt, în μF/km ;
C_s — capacitatea sarcinii spaţiale faţă de pămînt, în μF/km ;
V_0 — tensiunea critică, în valori eficace kV ;
V — tensiunea aplicată reţelei, în kV ;
f — frecvenţa reţelei, în Hz.

Obţinerea unor curbe caracteristice de pierderi corona de către cei doi autori s-a făcut pe baza calculului efectuat asupra unui mare număr de reţele electrice cu diferite secţiuni şi număr de conductoare pe fază cu ajutorul unui program de calcul, denumit EFCOR (EFect CORona).

Aspectul general asemănător al curbelor trasate pentru pierderile corona a sugerat autorilor metodei existenţa unei legi de similitudine, şi de aici posibilitatea trasării unor curbe caracteristice.

De asemenea, s-a observat o bună asemănare a curbelor obţinute prin calcul cu cele obţinute experimental în zona pierderilor generalizate, ceea ce probează valabilitatea metodei propuse.

Pierderile corona sînt influenţate de parametri geometrici ai liniei şi sînt date pentru un timp frumos (uscat) de relaţia (dedusă prin calcule şi corectată prin măsurători)

$$\Delta P_{cor} = P_0 [r_0^{1,8} (n + 6)^2] \quad [\text{W} \cdot \text{m}], \tag{4.51}$$

în care : P_0 este puterea de referinţă a energiei disipate pe secundă ($P_0 = w\, q_0\, 2f$ — unde w este energia disipată de sarcina q_0, iar f este frecvenţa reţelei), a cărei valoare se ia din abace, iar r_0 şi n au semnificaţiile folosite anterior.

Expresia (4.51) arată că pentru fasciculele actualmente utilizate (două, trei sau patru conductoare), influenţa numărului de conductoare din fascicul este mult mai mare decît raza conductorului utilizat r_0, la un gradient superficial dat.

Dacă se exceptează cazul particular al conductoarelor foarte murdare sau pline de grăsime, se poate reține ca ordin de mărime, că pentru un cîmp superficial de 17 kV/cm (valoare eficace), cantitatea de sarcină emisă pe centimetru de rază și pe metru liniar de conductor este de ordinul 0,1 μC, pentru o stare proastă a suprafeței conductorului și de 0,01 μC pentru conductoare curate.

În fig. 4.14 s-a dat abaca elaborată de Cladé și Gary de predeterminare a pierderilor corona în conductoarele unei linii de înaltă tensiune pe timp frumos (uscat).

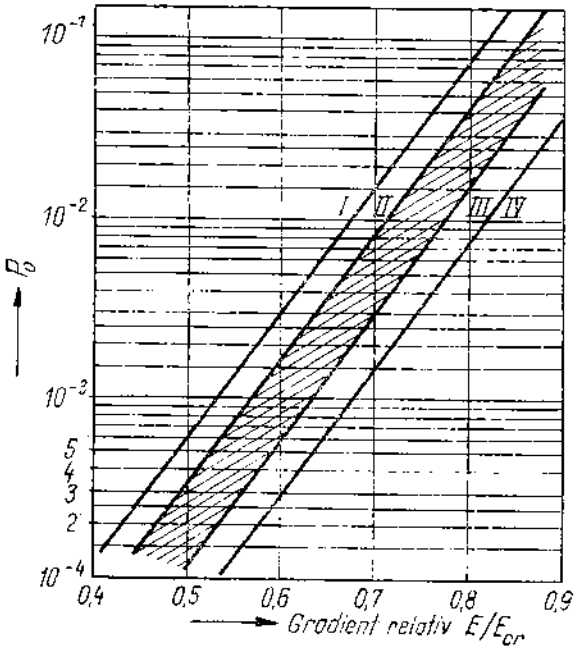


Fig. 4.14. Abacă pentru determinarea pierderilor prin efect corona, pe timp frumos:

I — conductoare murdare sau pline de grăsime; *II* și *III* (zona haşurată) — stare de curățenie medie a suprafeței; *IV* — conductoare cu suprafață curată.

Abaca are în abscisă valoarea cîmpului relativ $E^* = E/E_{cr}$, în care E_{cr} este valoarea cîmpului critic, iar în ordonată valoarea parametrului P_0.

Pentru determinarea unor familii de curbe caracteristice pentru pierderile corona pe timp de ploaie, autorii au determinat un coeficient de reducere dimensional K, coeficient care depinde de dimensiunile geometrice și electrice ale conductorului sau fasciculului și care este specific unui tip de linie electrică de înaltă tensiune.

Calculul factorului K s-a efectuat pe baza formulei de determinare a pierderilor corona (4.50), în care s-au făcut următoarele înlocuiri:

$$V_0 = mV_{cr} - \frac{mQ_{cr}}{C}, \tag{4.52}$$

unde : V_{cr} este tensiunea critică determinată prin formula lui Peek, care este

$$V_{cr} = 21{,}2\sqrt{3}\, r_e 2{,}3 \left(\lg \frac{d}{r_e}\right) m_1 m_2 \delta \ [\mathrm{kV}], \qquad (4.53)$$

în care : r_e este raza echivalentă a conductorului, în cm; d — distanța medie între faze, în cm; m_1 — coeficient care depinde de suprafața conductorului și anume : $m_1 = 1$ — pentru o suprafață netedă; $m_1 = 0{,}88 - 0{,}98$ — pentru o suprafață cu rugozități; $m_1 = 0{,}72 - 0{,}89$ — pentru conductoare funie etc.; m_2 — care ține seama de gradul de umiditate al atmosferei și anume : $m_2 = 1$ — pentru timp uscat; $m_2 = 0{,}8$ — pentru timp ploios etc.; δ — densitatea relativă a aerului calculată cu formula

$$\delta = \frac{3{,}92\, p}{273 + t},$$

în care p este presiunea atmosferică în cm coloană Hg, iar t — temperatura aerului, în °C; pentru timp frumos cu $p = 76$ cmHg și $t = 25$°C, $\delta = 1$; pentru ploaie, zăpadă și chiciură se consideră $\delta = 0{,}98$.

Q_{cr} — sarcina critică care se determină cu formula

$$Q_{cr} = 2\pi\, \varepsilon_0\, n\, r_0\, E_{cr}; \qquad (4.54)$$

$m \leqslant 1$ — coeficientul de stare al suprafeței conductorului care depinde și de intensitatea ploii (el a fost determinat pe cale experimentală de cei doi autori).

Cîmpul electric critic E_{cr} al unui conductor cu o suprafață perfect netedă se calculează cu relația

$$E_{cr} = 21{,}2\left(1 + \frac{0{,}3}{\sqrt{r_0}}\right) = 21{,}2\ \beta \quad [\mathrm{kV \cdot cm^{-1}}], \qquad (4.55)$$

în care β este factorul lui Peek și este dat de relația

$$\beta = 1 + \frac{0{,}3}{\sqrt{r_0}}.$$

Cîmpul critic al unui conductor care nu este perfect neted este

$$E_0 = mE_{cr}, \qquad (4.56)$$

în care m are semnificația folosită anterior.

Rugozitatea superficială a conductorului, după cum rezultă din relația (4.56) diminuează valoarea cîmpului critic. Astfel, torodajul unui conductor al unei linii electrice aeriene introduce un coeficient de stare a suprafeței de ordinul 0,9.

În final, înlocuind relațiile (4.52), (4.54), (4.55) și (4.56) în relația (4.50) se obține

$$\Delta P_{cor} = \underbrace{8f(2\pi\ \varepsilon_0\ 21{,}2)^2}_{A}\ \underbrace{\left(\frac{C_s - C}{C^2}\right)}_{K}(nr_0\ \beta)^2\ \underbrace{m^2\left(\frac{E}{mE_{cr}} - 1\right)}_{F}. \qquad (4.57)$$

Funcția F din relația (4.57) permite reprezentarea normalizată a curbelor calculate prin EFCOR.

Dacă se înlocuiește factorul $m^2\left(\frac{E}{mE_{cr}} - 1\right)$ prin funcția $f\left(\frac{E}{E_{cr}}, m\right)$ se obțin o serie de curbe normalizate reprezentate de :

$$P_n = f\left(\frac{E}{E_{cr}}, m\right).$$

Pentru trasarea acestor curbe caracteristice s-a calculat

$$P_n = \frac{\Delta P_{cor}}{K}. \qquad (4.58)$$

Se face mențiunea că nu este indicat să se ia în calculul expresiei (4.57), coeficienții constanți grupați în A.

Pentru determinarea expresiei coeficientului K din expresia (4.58) se înlocuiește capacitatea spațială C_s din relația (4.57) prin

$$C_s = \frac{2\pi\varepsilon_0}{\lg\frac{R_p}{\rho}},$$

și capacitatea conductorului C, obținîndu-se expresia

$$K = (n\ r_0\beta)^2\ \frac{\lg\frac{R_p}{r_e}\lg\frac{\rho}{r_e}}{\lg\frac{R_p}{\rho}}\quad [\mathrm{cm}^2],$$

în care : n este numărul de conductoare din fascicul;

r_0 — raza conductorului elementar, în cm, calculată cu relația (4.54);

R_p — raza cilindrului echivalent de potențial zero, în cm. Se ia în general $R_p = 350$ cm. Această rază se poate calcula plecînd de la formula capacității unui condensator cilindric care este

$$C = \frac{2\pi\varepsilon_0}{2{,}3\lg\frac{R_p}{r_e}}.$$

Din această formulă rezultă

$$R_p = r_e \, e^{\left(\frac{1}{0{,}0414\ C}\right)}.$$

În cazul unui fascicul C este capacitatea conductorului echivalent;

ρ — distanța medie, în cm, atinsă de sarcinile spațiale și este dată de relația

$$\rho = \begin{cases} 18\sqrt{r_0} - \text{pentru un singur conductor;} \\ 18\sqrt{n\,r_0 + 4} - \text{pentru un fascicul;} \end{cases}$$

β — factorul lui Peek.

Pentru o frecvență de rețea diferită de 50 Hz se ia $K' = (\nu/50)K$, în care ν este frecvența tensiunii aplicate.

Familia de curbe normalizate P_n pentru calculul pierderilor corona pe timp de ploaie, trasată cu ajutorul programului EFCOR, este dată în fig. 4.15. În prealabil trebuie determinat coeficientul m care se ia din fig. 4.16.

În mod practic, avînd aceste valori de pierderi normalizate, fără a se mai apela la programul de calcul, se poate calcula coeficientul K și cunoscîndu-l pe m se pot determina pierderile corona pe timp de ploaie, în watt pe metru pentru un gradient de suprafață dat, pentru orice tip de conductor al LEA.

Pierderile corona pe o linie electrică aeriană, pe timp de ploaie, sînt

$$P_{cor} = 3KP_n \quad [\mathrm{W \cdot m^{-1}}]. \tag{4.59}$$

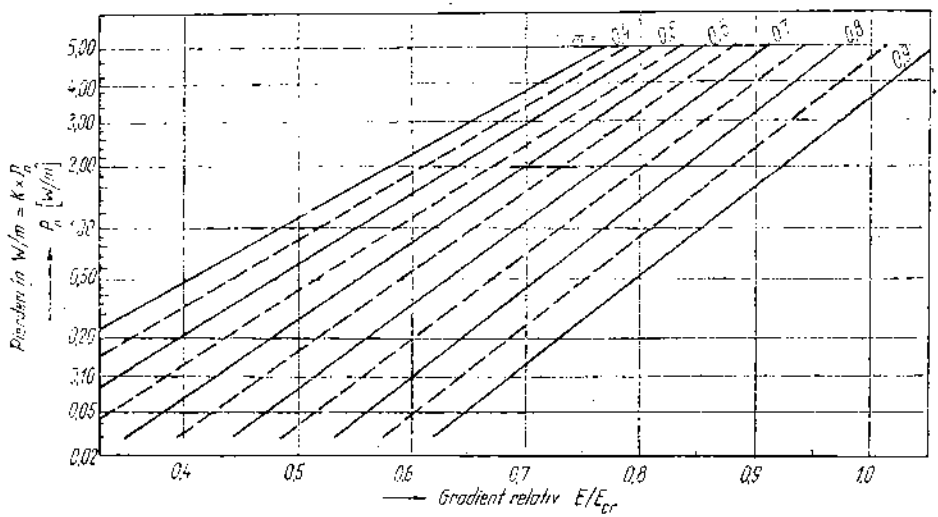


Fig. 4.15. Abacă pentru predeterminarea pierderilor prin efect corona, pe timp de ploaie.

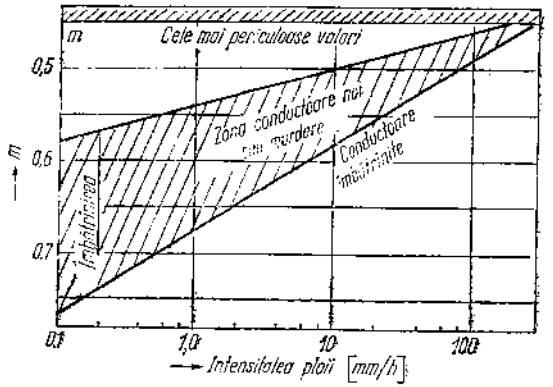


Fig. 4.16. Valoarea coeficientului m în funcție de intensitatea ploii în milimetri pe oră și de diferite stări ale suprafeței conductorului.

Metoda Dolghinov de determinare a pierderilor prin efect coroana. [45]. Autorul consideră că pierderile corona la LEA sînt provocate în regim normal de funcționare de fenomenul corona localizat.

Intensitatea inițială a cîmpului E_i la care apare fenomenul corona generalizat se poate determina cu ajutorul formulei lui Peek, astfel

$$E_i = 30{,}3\, m_s \delta \left(1 + \frac{0{,}3}{\sqrt{r_0\,\delta}}\right) [\mathrm{kV \cdot cm^{-1}}]. \qquad (4.60)$$

În afară de notațiile folosite anterior, m_s este un coeficient de rugozitate a suprafeței. Autorul prezintă o curbă pentru determinarea acestui coeficient, în funcție de numărul firelor componente ale mantalei exterioare a conductorului activ, pentru aluminiu (fig. 4.17).

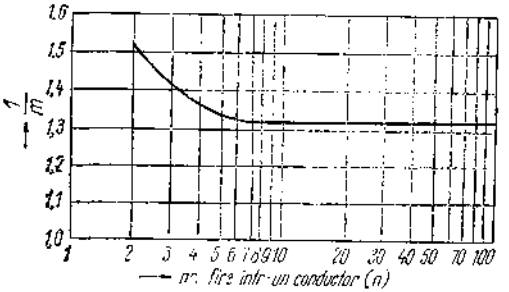


Fig. 4.17. Coeficientul stării suprafeței, la variația acestuia cu numărul firelor componente ale stratului exterior de aluminiu [45].

Pe baza cercetărilor efectuate în U.R.S.S. s-a ajuns la concluzia că pierderile corona pe un conductor se exprimă prin raportul funcțional

$$\frac{\Delta P_{cor}}{r_0^2 E} = F\left(\frac{E}{E_i}\right),$$

în care: r_0 este raza conductorului, în cm; E — intensitatea cîmpului la suprafața conductorului, în kV/cm; E_i — intensitatea de apariție a fenomenului corona, în kV/cm.

Prelucrarea datelor experimentale obținute pe un mare număr de linii electrice, cu conductoare de diferite secțiuni, a permis găsirea funcției F, care este de forma

$$\frac{\Delta P_{cor}}{r_0^2 E} = a e^{-b(E/E_i - c)^2}, \tag{4.61}$$

în care a, b, c sînt coeficienți empirici.

Pentru determinarea pierderilor corona pe segmentul elementar $dl = r\,d\theta$ al suprafeței unui conductor se utilizează relația

$$\frac{\Delta P_\theta}{r_0^2 E_\theta} = a e^{-b(E_\theta/E_i - c)^2} \frac{d\theta}{2\pi}, \tag{4.62}$$

de unde

$$\frac{\Delta P_{cor}}{r_0^2} = \int_0^{2\pi} \frac{\Delta P_\theta}{r_0^2} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} a E_\theta\, e^{-b(E_\theta/E_i - c)^2} d\theta. \tag{4.63}$$

Pentru determinarea intensității echivalente de suprafață a cîmpului E_e a unui fascicul de conductoare Dolghinov a folosit relația (4.49), care în urma unor prelucrări succesive, are forma:

$$E_e = E_{med}\left(1 + \gamma \frac{E_{med}}{E_i}\right) \quad [\mathrm{kV \cdot cm^{-1}}].$$

în care: $\gamma = \dfrac{\alpha \zeta^2 r_0^2}{4a^2}$;

α — coeficient determinat pe cale experimentală și avînd în medie valoarea $\alpha = 8{,}7$;

ζ — coeficient determinat experimental, care variază în funcție de n și este: pentru $n=2$, $\zeta=2$ pentru $n = 3$, $\zeta = 2\sqrt{3}$, și pentru $n = 4$, $\zeta = 3\sqrt{2}$;

a — distanța între două conductoare jumelate sucesive (fig. 4.13).

Pentru toate cele n conductoare jumelate ale unei faze, formula (4.62) devine

$$\frac{\Delta P_{cor}}{n r_0^2 E_e} = a e^{-b(E_a/E_i - c)^2}.$$

În practică se preferă să se determine pierderile corona nu prin intermediul calculului indicat mai sus, ci cu ajutorul curbelor obținute pe cale experimentală.

În metoda expusă, aceste curbe experimentale sînt exprimate prin raportul funcțional

$$\frac{\Delta P_{cor}}{n r_0^2 E_e} = F\left(\frac{E_e}{E_i}\right). \tag{4.64}$$

Din curbele trasate în acest mod și reprezentate în fig. 4.18 se evidențiază dependența pierderilor prin efect corona de starea vremii. Pentru aceasta este necesar să se țină o evidență statistică a diferitelor categorii de timp, în ore, pe interval de un an.

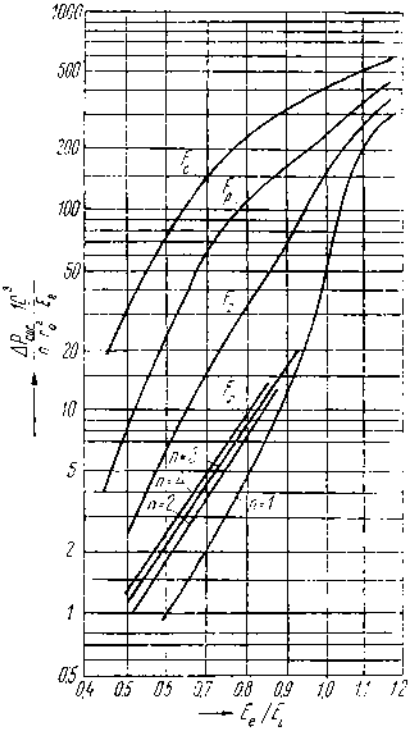


Fig. 4.18. Funcția pierderilor de putere datorate fenomenului corona pentru diferite stări atmosferice: F_f — timp frumos; F_p — ploaie și ninsoare umedă; F_z — zăpadă; F_c — chiciură.

Dacă se notează cu T_f, T_p, T_z și T_c, perioadele de timp frumos, respectiv, ploaie, zăpadă și chiciură, în ore pe an, pierderile anuale de putere datorate fenomenului corona pentru o linie electrică trifazată vor putea fi calculate cu relația

$$P_{cor}=\frac{nr_0^3}{8760}\left\{\left[\sum_{j=1,2,3}F_f\left(\frac{E_{ef}}{E_{if}}\right)E_{ef}\right]\delta^2T_f+\right.$$

$$+\left[\sum_j F_p\left(\frac{E_{ep}}{E_{ip}}\right)E_{ep}\right]T_p+$$

$$+\left[\sum_j F_z\left(\frac{E_{ez}}{E_{iz}}\right)E_{ez}\right]T_z+$$

$$\left.+\left[\sum_j F_c\left(\frac{E_{ec}}{E_{ic}}\right)E_{ec}\right]T_c\right\}\ [\mathrm{kW\cdot km^{-1}}]. \qquad (4.65)$$

În formula (4.65), în cadrul fiecărei paranteze se face însumarea pentru cele trei faze (după j), iar funcțiile F_f, F_p, F_z, F_c se determină cu ajutorul curbelor din fig. 4.18.

Analizînd comparativ valorile obținute prin cele două metode de calcul, se constată că pierderile corona determinate conform metodologiei franceze prezintă o variație mai bruscă funcție de secțiunea nominală a conductorului, respectiv de n și de a, în comparație cu pierderile calculate prin metoda sovietică.

Aceasta se explică prin ipotezele inițiale de calcul adoptate. În metoda Cladé-Gary se consideră că pierderile corona apar numai pe timp ploios (deci apariția lor este mai bruscă), spre deosebire de Dolghinov care consideră că pierderile corona sînt provocate de fenomenul corona localizat, valori care variază mai lent în funcție de secțiune, de n și de a.

Analiza metodologiilor de calcul și a valorilor pierderilor corona scoate în evidență importanța cunoașterii statistice a perioadelor de vreme frumoasă, cu ploaie, zăpadă și chiciură pe durata unui an, în diverse regiuni ale țării. De asemenea trebuie cunoscută foarte bine starea suprafeței con-

ductorului, deoarece coeficientul m, așa cum s-a văzut, are o influență foarte mare asupra valorii acestor pierderi.

Pentru verificarea practică a acestor metodologii și obținerea unor date experimentale asupra diverșilor coeficienți trebuie făcute măsurători detaliate asupra pierderilor prin efect corona, pe liniile electrice de înaltă tensiune, în condițiile concrete din țara noastră.

În tabelul 4.6 sînt indicate cîteva valori orientative pentru pierderile prin efect corona, pentru tipurile de linii de 400 kV și 220 kV care se utilizează în mod curent în țara noastră, valori calculate de I.S.P.E. și utilizate în proiectare.

Tabelul 4.6

Pierderile prin efect corona pentru LEA 220 și 400 kV pentru diverse secțiuni de conductoare de Al—Ol, cu distanța între conductoarele jumelate de 40 cm

Tensiunea nominală a liniei kV	Tip LEA	Număr și secțiunea conductor [nr×mm²]	Tip de conductor Al/Ol	Diametrul conduct. elementar[mm²]	Pierderi corona kW/km specifice				P_{cor} Media R.S.R.
					Timp frumos	Ploaie	Zăpadă	Chiciură	
220	Simplu circuit	1×450	N	29,25	0,398	8,353	2,437	21,059	1,56—2,02
	Dublu circuit	1×450	N	29,25	0,359	7,417	2,137	20,715	1,55—1,81
400	Simplu circuit	3×240	N	21,7	1,751	17,316	5,164	41,052	3,2—4,6
			T	22,4	1,620	16,105	4,708	39,587	3—4,35
		3×300	N	24,2	1,277	12,405	3,487	34,144	2,4—3,5
			T	25,15	1,149	10,961	2,989	31,916	2,2—3,2
		2×400	N	28,2	3,129	31,175	10,229	64,561	5,6—7,9
		3×400	N	28,2	0,872	7,464	1,961	24,823	1,6—2,4
		4×400	N	28,2	0,488	3,336	0,836	12,697	0,83—1,2
		2×450	N	29,25	2,754	28,546	9,093	61,852	5,07—7,3
		3×450	N	29,25	0,806	6,698	1,746	22,667	1,5—2,17
		2×680	N	36	1,362	15,482	4,258	44,278	2,8—4,3
		3×680	N	36	0,558	4,112	1,032	15,597	0,99—1,46
400	Dublu circuit	3×300	N	24,2	1,756	17,474	5,112	43,87	3,27—4,75
			T	25,15	1,549	15,41	4,367	40,921	2,92—4,28
		2×400	N	28,2	4,065	37,335	13,169	74,922	6,98—9,7
		3×400	N	28,2	1,146	10,395	2,767	32,443	2,14—3,18
		4×400	N	28,2	0,624	4,011	1,012	14,961	1,03—1,48
		2×450	N	29,25	3,565	34,876	11,599	72,291	6,34—8,94
		3×450	N	29,25	1,054	9,206	2,431	29,889	1,96—2,89
		2×680	N	36	1,663	19,504	5,467	52,412	3,43—5,2
		3×680	N	36	0,638	4,817	1,216	17,96	1,18—1,73

Timp / Nr. ore	ore	Vara	Iarna
timp frumos	7325	4080	3155
ploaie	500	300	200
zăpadă	800	—	800
chiciură	225	—	225
TOTAL ore	8760	4380	4380

4.6. METODE UTILIZATE ÎN EXPLOATAREA PENTRU DETERMINAREA PIERDERILOR DE ENERGIE

Pentru exploatare sînt două categorii de metode de a stabili consumul propriu tehnologic pentru transportul, transformarea și distribuirea energiei electrice.

O primă categorie presupune existența de aparate de măsurare a energiei într-o serie de puncte, judicios alese, pentru a permite efectuarea de *bilanțuri energetice* și depistarea zonelor de rețea cu pierderi mari.

O a doua categorie de metode presupune că nu sînt montate suficiente aparate de măsurare a energiei din care cauză efectuarea balanțelor nu este posibilă, consumul propriu tehnologic putînd fi determinat numai prin *calcule tehnico-inginerești*, în funcție de parametri electrici și geometrici ai rețelei.

Metodele din prima categorie sînt expeditive și nu cer ținerea de evidențe speciale cu privire la caracteristicile instalațiilor și la puterile vehiculate. În plus, folosesc aceleași date ca și compartimentele de contabilitate a abonaților ceea ce reprezintă o simplificare importantă.

Metodele din a doua categorie sînt greoaie. Ele presupun ținerea unor evidențe speciale privind caracteristicile instalațiilor și a puterilor vehiculate, precum și prelucrarea după un anumit tipic a datelor. De aceea ele sînt indicate numai în scopul verificării prin calcul a unor situații anormale, depistate prin metode din prima categorie sau pentru verificarea prin sondaj, pe zone restrînse, a unor situații ce par anormale.

4.6.1. CALCULUL PIERDERILOR DE ENERGIE PRIN METODA BILANȚURILOR ENERGETICE

Această metodă constă în compararea energiilor intrate cu cele ieșite în decursul unei perioade (lună, trimestru, an) în contururile subansamblurilor de instalații.

Prin *conturul unei instalații* se înțelege linia imaginară care unește între ele toate punctele de măsurare, prin care s-a convenit că energia electrică intră, respectiv iese dintr-un ansamblu de instalații aparținînd unei întreprinderi de rețele, unei unități organizatorice din cadrul întreprinderii sau a unei instalații (linie electrică, stație de transformare etc.). În fig. 4.19 se arată delimitarea contururilor pe instalații într-o unitate din cadrul unei întreprinderi de rețele.

Consumul propriu tehnologic de energie electrică rezultă prin diferența între energia electrică intrată în conturul stabilit și energia ieșită din conturul respectiv (energia electrică vîndută, plus consumul de regie, plus energia predată la alte contururi). Pentru aceasta toate punctele de intrare și ieșire trebuie echipate cu aparate de măsurare a energiei electrice vehiculate.

Datele de bază necesare pentru determinarea acestor cantități de energie se obțin prin măsurători efectuate simultan la toate grupurile de măsură ale subansamblelor din instalațiile aferente.

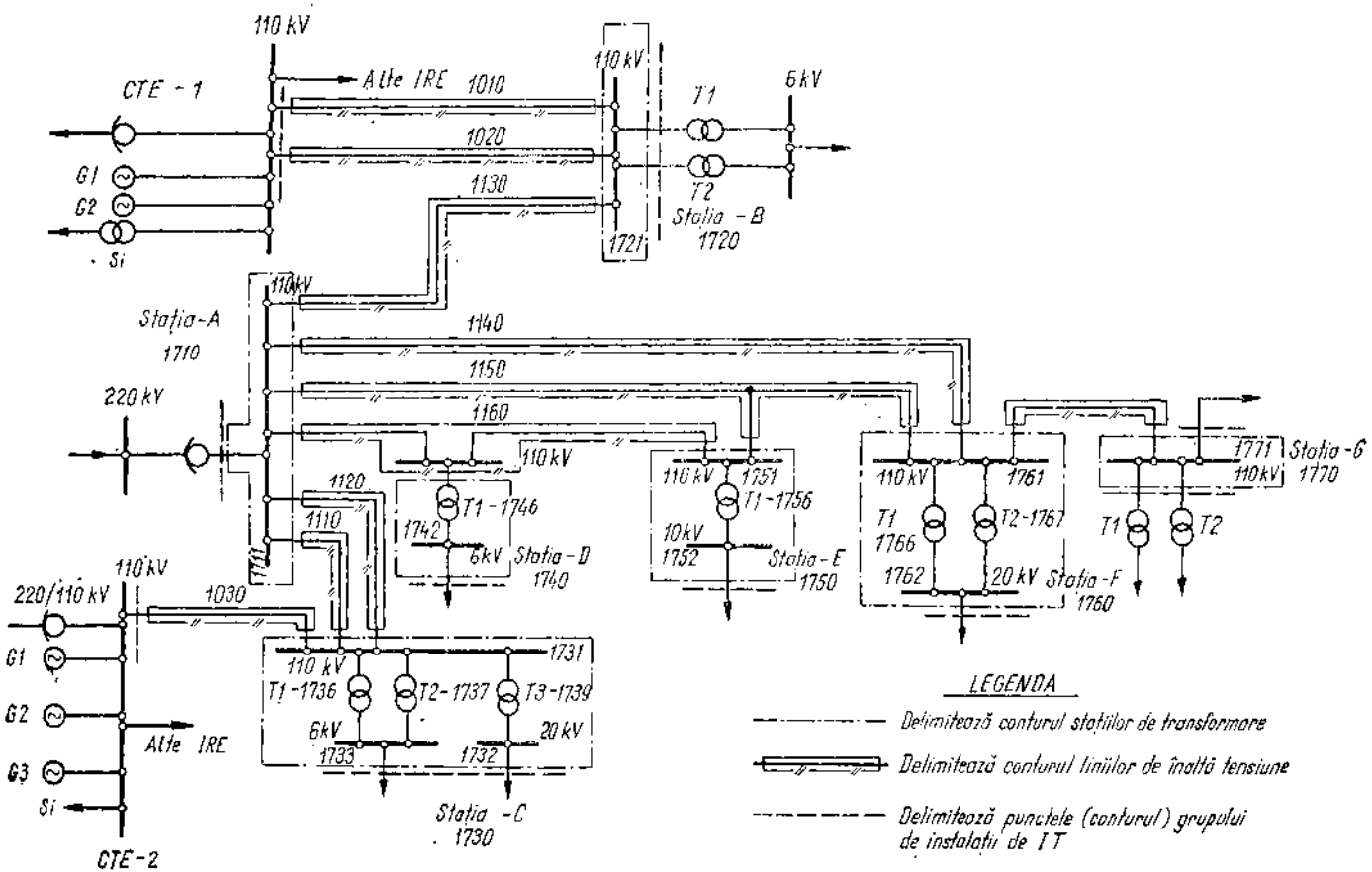


Fig. 4.19. Delimitarea conturilor pe instalații dintr-o secție de distribuție din cadrul unei întreprinderi de rețele.

Consumul tehnologic de energie efectiv realizat se calculează cu relația

$$\Delta W = \sum_{i=1}^{n} W_{gi} - \sum_{j=1}^{m} W_{cj}, \qquad (4.66)$$

în care W_{gi} — este energia electrică furnizată de sursa i; W_{cj} — energia electrică consumată de consumatorul j.

Consumul tehnologic efectiv realizat, determinat prin formula generală a bilanțului energetic, se compară la rîndul lui cu norma de consum tehnologic (calculată pentru fiecare subansamblu de instalație și valabilă pe un an), la care se aplică o anumită corecție stabilită în funcție de anotimp (pentru pierderile corona), sau pe baza unor considerente de ordin tehnic-organizatoric.

Pe baza acestor calcule de bilanțuri energetice se pot localiza consumurile tehnologice efectiv realizate la toate nivelurile de instalații (întreprindere de rețele, secții și centre de distribuție, stații de transformare etc.), permițînd luarea unor măsuri necesare pentru eliminarea eventualelor diferențe. Se face precizarea că determinarea pierderilor pe baza diferenței dintre citirile contoarelor nu permite întotdeauna să se tragă o concluzie generală asupra stării tehnice a rețelei deoarece în aceste citiri nu se includ toate erorile sistemului de contorizare, erori obiective și erori subiective.

Evaluarea cît mai exactă a acestor pierderi depinde de posibilitățile organizatorice de care dispune fiecare întreprindere de rețele și anume de gradul de organizare a evidenței măsurătorilor, structura rețelelor, dotarea cu aparate de măsură la diferite nivele de tensiune, clasele de precizie a acestora etc.

Precizia contoarelor influențează în mare măsură exactitatea valorii consumurilor tehnologice și deci este de dorit ca aceste contoare să fie de clasă de precizie cît mai bună.

Modul de întocmire a balanțelor se poate face manual, întocmindu-se în acest scop un sistem de tabele pentru ușurarea calculelor sau se poate face automat, folosind calculatoare electronice.

Bineînțeles la nivel de întreprindere este recomandabilă utilizarea unor metode automate prin folosirea unor programe de calcul corespunzătoare [10].

Cu ajutorul acestor programe de calcul se pot stabili consumurile tehnologice la nivel de centru, secție de distribuție și secție de înaltă tensiune cît și pe total întreprindere.

Relația generală a bilanțului energetic este

$$\Delta W_k = WI_k - WE_k, \qquad (4.67)$$

în care: ΔW_k este consumul tehnologic de energie în subansamblul k; WI_k — energia electrică intrată în subansamblul k; WE_k — energia electrică ieșită din subansamblul k.

În privința localizării consumurilor tehnologice efectiv realizate pe subansambluri de instalații trebuie avut în vedere unele situații speciale ce se pot ivi care reclamă anumite calcule suplimentare. Astfel de situații au loc în condițiile abaterilor de la schema normală de funcționare, caz întîlnit în special la liniile de medie tensiune. În aceste cazuri înainte de a se aplica formula (4.67) trebuie repartizate pe liniile de medie tensiune energia electrică ieșită din fiecare post de transformare, în funcție de perioada de timp considerată (exprimată în ore).

La nivel de centru de distribuție se pune problema defalcării consumului tehnologic în funcție de valorile energiei ieșite dintr-o linie de medie tensiune în care caz trebuie făcută o defalcare a energiei vehiculate pe linia de medie tensiune între centrele de distribuție, sau alimentarea unei linii de medie tensiune rurale printr-o linie electrică urbană sau alte cazuri similare.

Pentru ca aceste calcule să poată fi automatizate vor trebui luate unele măsuri organizatorice în întreprinderile de rețele, în special în ce privește codificarea tuturor instalațiilor, operațiune nu prea ușor de realizat cînd volumul instalațiilor este foarte mare.

Pentru evidența unor balanțe la nivel de întreprindere cît mai corecte se impune elaborarea de *energograme*, ca cea din fig. 4.20, în care se trec toate fluxurile de energie în diferite instalații cît și consumul propriu tehnologic realizat.

Prin aceste scheme se pot obține informații globale asupra consumurilor tehnologice realizate în diferite instalații.

4.6.2. CALCULUL PIERDERILOR DE ENERGIE ÎN FUNCȚIE DE PARAMETRI ELECTRICI ȘI GEOMETRICI AI REȚELEI

Metodologia de determinare a consumului propriu tehnologic pentru o rețea care nu se pretează la efectuarea de balanțe energetice, ține seama de parametri electrici și geometrici ai rețelei, care presupun ținerea la zi a unor evidențe privind caracteristicile instalațiilor și a puterilor vehiculate [9].

Calculul consumurilor proprii de energie în rețele prin aceste metode comportă surse de erori dintre care cele mai importante sînt:

— neuniformitatea curbelor de încărcare a rețelei;

— necunoașterea exactă a locului și valorilor injecțiilor de putere în noduri;

— neuniformitatea curbei de variație a tensiunilor pe durate considerate în calcul.

Dacă curbele de sarcină pe elementele de rețea sau pe noduri cît și variațiile de tensiune pe duratele considerate se pot măsura cu aproximații satisfăcătoare, atunci sursele principale de erori vor fi diminuate.

Cu ajutorul timpului mediu de funcționare T_m la sarcină maximă se pot determina cu precizie satisfăcătoare pierderile pe elemente din rețeaua de înaltă și medie tensiune la nivelul tehnologiei de exploatare.

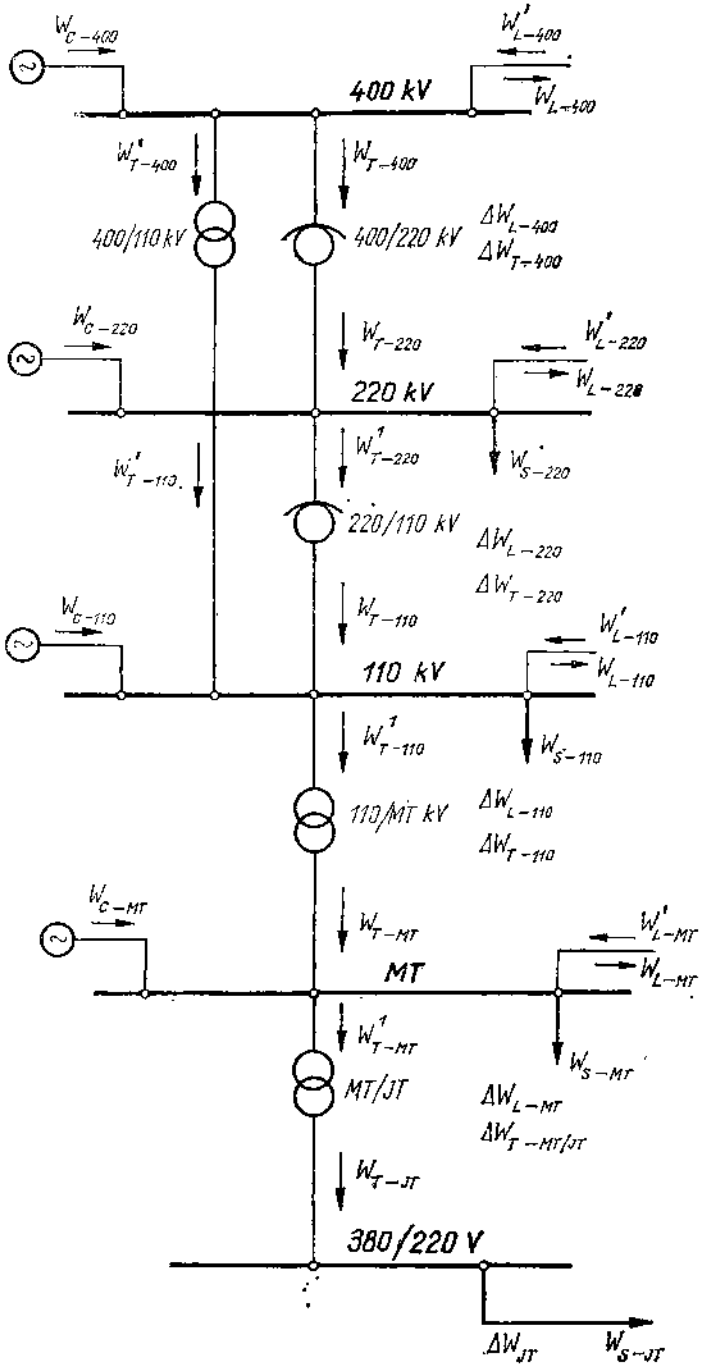


Fig. 4.20. Schemă pentru evidența balanțelor de energie la diferite nivele (secții, întreprinderi de rețele, sistem energetic). *Energogramă.*

Consumul tehnologic de energie în instalațiile de înaltă și medie tensiune se determină cu relațiile

$$\Delta W = R \sum_{k=1}^{n} I_k^2 \, \Delta t \text{ — pentru elementele de tip transport;}$$

$$\left.\begin{aligned} \Delta W_k &= \Delta P_k \sum_{k=1}^{n} \left(\frac{S_k}{S_{nT}}\right)^2 \Delta t \\ \Delta W_0 &= \Delta P_0 T_f, \end{aligned}\right\} \text{ pentru elemente de tip transformatoare.}$$

în care : I_k — curentul la efectuarea citirii de ordinul k, în A ; S_k — puterea aparentă la efectuarea citirii de ordinul k, în kVA ; S_{nT} —puterea aparentă nominală a transformatorului, în kVA ; ΔP_k — pierderile în scurtcircuit ale transformatorului, în kW ; ΔP_0 — pierderile în fier ale transformatorului, în kW ; Δt — intervalul de timp între citiri, în h ; n — numărul citirilor ; T_f — durata de funcționare în h.

Se utilizează în general două metode de calcul pentru aceste tipuri de elemente : metoda eșantionării curbei de sarcină și metoda timpului de pierderi maxime τ.

Metoda eșantionării curbei de sarcină. Această metodă conduce la calculul consumului propriu tehnologic de energie electrică în funcție de puterea activă, reactivă sau curent folosind una din relațiile :

— Consumul tehnologic de energie în funcție de energia electrică activă și reactivă

$$\Delta W_{P+Q} = \frac{R}{U_n^2 T_f} [E_a^2(1 + \bar{\beta}_P^2) + E_r^2(1 + \bar{\beta}_Q^2)] \cdot 10^{-3} \text{ [kWh]}. \qquad (4.68)$$

— Consumul tehnologic de energie în funcție de curent

$$\Delta W_I = \frac{3R}{m} n M_{Ik}^2 (1 + \bar{\beta}_I^2) \cdot 10^{-3} \text{ [kWh]}. \qquad (4.69)$$

— Consumul tehnologic de putere în funcție de puterile vehiculate

$$\Delta P = \frac{R}{U_n^2 T_f^2} [E_a^2(1 + \bar{\beta}_P^2) + E_r^2(1 + \bar{\beta}_Q^2)] \cdot 10^{-3} \text{ [kW]}, \qquad (4.70)$$

în care : E_a este energia electrică activă vehiculată în perioada de timp luată în considerație, în kWh ;

E_r — energia electrică reactivă vehiculată în perioada de timp, în kvarh ;

M_{I_k} —media valorilor curentului citit în cele n intervale de $1/m$ dintr-o oră;

T_f —numărul de ore;

$\bar{\beta}^2_P, \bar{\beta}^2_Q, \bar{\beta}^2_I$ —abaterea medie pătratică relativă a puterii active, reactive sau curent înregistrate la intervale de $1/m$ dintr-o oră;

R —rezistența elementului considerat, în Ω;

U_n —tensiunea nominală a rețelei, în kV.

La relațiile de mai sus s-a ajuns plecînd de la exprimarea pierderilor de tip Joule în funcție de valorile curentului citite în n intervale de timp, fiecare interval reprezentînd $1/m$ dintr-o oră.

$$\Delta W = 3 \frac{1}{m} R \sum_{k=1}^{n} I_k^2 \cdot 10^{-3} \text{ [kWh]}. \tag{4.71}$$

Fie M_{I_k} media valorilor citite pentru curent

$$M_{I_k} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^{n} I_k,$$

iar A_k este abaterca de la valoarea medie a curentului citit în intervalul k

$$A_k = I_k - M_{I_k}.$$

Suma $\sum_{k=1}^{n} I_k^2$ din relația (4.71) se scrie

$$\sum_{k=1}^{n} I_k^2 = \sum_{k=1}^{n} (A_k + M_{I_k})^2 = \sum_{k=1}^{n} A_k^2 + n\ M_{I_k}^2, \tag{4.72}$$

deoarece, termenul $2\ M_{I_k} \sum_{k=1}^{n} A_k$ este nul.

Din statistica matematică se știe că

$$\frac{1}{n} \sum_{k=1}^{n} A_k^2 = D = \bar{\beta}^2_{I_k},$$

unde D este dispersia valorilor I_k, iar $\bar{\beta}^2_{I_k}$ este abaterea medie pătratică.

Expresia (4.72) devine

$$\sum_{k=1}^{n} I_k^2 = n(\bar{\beta}^2_{I_k} + M_{I_k}^2) = n M_{I_k} \left[1 + \left(\frac{\bar{\beta}_{I_k}}{M_{I_k}} \right)^2 \right] = n M_{I_k}^2 (1 + \bar{\beta}^2_{I_k}). \tag{4.73}$$

unde s-a notat cu $\bar{\beta}^2_{I_k}$ abaterea medie pătratică relativă a valorii I_k și având valoarea

$$\bar{\beta}^2_{I_k} = \frac{\frac{1}{n}\sum_{k=1}^{n} A_k^2}{M_{I_k}}.$$

Expresia (4.73) arată că este posibilă calcularea pierderilor Joule într-un element trifazat de rețea de rezistență R dacă:

— se cunoaște valoarea medie M_{I_k} a curentului care a parcurs elementul de rețea în intervalul de timp considerat;

— se cunoaște abaterea medie pătratică relativă $\bar{\beta}^2_{I_k}$ a valorilor medii ale curentului înregistrate la intervale de $1/m$ dintr-o oră;

— se cunoaște numărul n al acestor intervale.

Dacă în locul curentului se introduce valoarea echivalentă

$$I_k^2 = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{3U_n^2},$$

se obține:

$$\Delta W = \frac{1}{m}\frac{nR}{U_n^2}\left[M_P^2\,(1+\bar{\beta}_P^2) + M_Q^2\,(1+\bar{\beta}_Q^2)\right]\cdot 10^{-3}\ \text{[kWh]}. \quad (4.74)$$

unde: M_P este media valorilor P_k citite;
M_Q — media valorilor Q_k citite;
$\bar{\beta}_P^2$, $\bar{\beta}_Q^2$ — abaterea medie pătratică relativă la valorile P_k, respectiv Q_k citite.

De multe ori este mai comod să se calculeze puterea medie pierdută în locul energiei pierdute.

Ținînd seama că n reprezintă numărul de intervale în care s-au făcut citirile, iar $1/m$ lățimea intervalului în ore, raportul n/m reprezintă lungimea perioadei în care s-au făcut citirile, în ore.

Rezultă că puterea medie pierdută are expresia

$$\Delta P = \frac{W}{n/m} = \frac{R}{U_n^2}\left[M_P^2(1+\bar{\beta}_P^2) + M_Q^2(1+\bar{\beta}_Q^2)\right]10^{-3}\ \text{[kW]}. \quad (4.75)$$

Dacă se cunoaște valoarea abaterii medii pătratice relativă a puterii active $\bar{\beta}_P^2$ și a celei reactive $\bar{\beta}_Q^2$ pe o perioadă de timp anumită și dacă se admite că aceste valori nu variază simțitor de la un an la altul, atunci este posibilă determinarea pierderilor Joule în elementul de rețea de rezistență R funcționînd la o tensiune U_n.

Pentru determinarea valorilor $\bar{\beta}_P^2$ și $\bar{\beta}_Q^2$ vor trebui făcute măsurători referitoare la puterile active și reactive vehiculate pe o serie de instalații urmînd ca după prelucrarea acestor date să se traseze curbe caracteristice

între abaterea medie pătratică relativă $\overline{\beta}^2$ și timpul de utilizare a puterii maxime $T_{max}[\overline{\beta}^2 = f(T_{max})]$. Se vor trasa curbe separate pentru abaterea medie pătratică relativă a puterii active și pentru cea reactivă, respectiv $\overline{\beta}_P^2 = f(T_{maxP})$ și $\overline{\beta}_Q^2 = f(T_{maxQ})$.

Folosirea acestor grafice comportă determinarea prealabilă a valorii lui T_{max} pentru o perioadă dată pentru care se va proceda după cum urmează:

Pentru puterea activă și reactivă la sfîrșitul fiecărei zile de lucru personalul de tură va sublinia pe foaia de exploatare valoarea maximă a puterii vehiculate prin elementul considerat. La sfîrșitul lunii se va selecționa cea mai mare valoare dintre maximele zilnice din luna respectivă. Se va citi energia activă vehiculată E_a, respectiv energia reactivă E_r.

$$T_{maxP} = P \frac{E_a}{max\ max\ P} \text{ [h/lună]};$$

$$T_{maxQ} = Q \frac{E_r}{max\ max\ Q} \text{ [h/lună]}.$$

Din diagramele ridicate se vor obține $\overline{\beta}_P^2$ și $\overline{\beta}_Q^2$ după care se vor introduce în relațiile de calcul (4.75).

Cînd citirile se fac pe paliere de putere se aleg de regulă patru paliere din curba de sarcină *(gol de noapte, vîrf de dimineață, gol de prînz* și *vîrf de seară)*, iar citirile se fac pentru două zile caracteristice, o zi de lucru L și una de repaus S.

Dacă în cursul unei luni a existat o perioadă mai lungă (de ordinul zilelor) cu abateri importante de la schema normală, luna va fi împărțită pe grupe de zile pentru care se vor stabili paliere caracteristice. Numărul de ore aferent fiecărui palier se stabilește după curba de sarcină.

Consumul tehnologic de energie pe linii datorat vehiculării puterii active pe fiecare palier i, se calculează cu relația

$$\Delta W_{Pz} = R \sum_{i=1}^{k} \frac{P_i^2}{U_i^2} n_i, \tag{4.76}$$

iar consumul tehnologic de energie datorat vehiculării puterii reactive cu relația

$$\Delta W_{Qz} = R \sum_{i=1}^{k} \frac{Q_i^2}{U_i^2} n_i, \tag{4.77}$$

în care: ΔW_{Pz} este consumul propriu tehnologic de energie într-o zi datorat circulației de putere activă pe linia analizată, în kWh;

ΔW_{Qz} — consumul tehnologic într-o zi datorat circulației de putere reactivă, în kvarh;

R — rezistența elementului, în Ω;
P_i — puterea activă vehiculată prin linia analizată la palierul i, în kW;
Q_i — puterea reactivă vehiculată la palierul i, în kvar;
U_i — tensiunea pe bara la care este racordată linia respectivă la palierul i, în kV;
k — numărul de paliere la care se dorește să se facă calculul, de regulă $k = 4$.

Consumul tehnologic de energie total în cursul unei zile se calculează:

$$\Delta W_{(P+Q)z} = \Delta W_{Pz} + \Delta W_{Qz}.$$

Cînd se cunoaște curentul ce circulă prin linia respectivă atunci pierderile tehnologice se calculează cu relația

$$\Delta W_{Iz} = \sum_{i=1}^{k} 3RI_i^2 n_i.$$

Consumul tehnologic de energie lunar se determină cu relațiile

$$\left.\begin{aligned}
\Delta W_{Pl} &= \Delta W_{Pz}^{L} N_L + \Delta W_{Pz}^{S} N_S;\\
\Delta W_{Ql} &= \Delta W_{Qz}^{L} N_L + \Delta W_{Qz}^{S} N_S;\\
\Delta W_{(P+Q)l} &= \Delta W_{(P+Q)z}^{L} N_L + \Delta W_{(P+Q)z}^{S} N_S;\\
\Delta W_{Il} &= \Delta W_{Iz}^{L} N_L + \Delta W_{Iz}^{S} N_S,
\end{aligned}\right\} \qquad (4.78)$$

în care: ΔW_{Pl}, ΔW_{Ql}, $\Delta W_{(P+Q)l}$, ΔW_{Il} sînt valorile consumului tehnologic lunar; $\Delta_{Pz}^{L(S)}W$, $\Delta W_{Qz}^{L(S)}$, $\Delta W_{(L+Q)z}^{L(S)}$, $\Delta W_{Iz}^{L(S)}$ — consum tehnologic zilnic corespunzător zilei de lucru L, respectiv sărbătoare S; N_L — număr de zile de lucru din lună; N_S — număr de zile de repaus din lună.

Pentru calculul consumului tehnologic pe liniile de 220 kV și 400 kV, la care este important și consumul tehnologic aferent efectului corona, va trebui introdusă valoarea acestor pierderi fie ca o valoare corespunzătoare pentru nivelul de tensiuni realizat pe fiecare palier, fie ca o valoare constantă, în kilowattore pe kilometru.

Consumul tehnologic de energie pentru transformatoare se calculează similar cu cel al liniilor electrice, cu posibilitatea introducerii pentru rezistență a unor valori diferite pe fiecare palier, în funcție de numărul de transformatoare ce au funcționat în paralel. La valoarea consumului tehnologic prin înfășurările transformatorului se mai adaugă valoarea consumului tehnologic de mers în gol aferent instalațiilor în funcțiune pe fiecare palier.

Pentru ușurarea efectuării calculului prin această metodă se pot utiliza programe folosind calculatoarele electronice [11].

Metoda timpului de pierderi maxime τ. Sînt cunoscute mai multe metode de stabilire a timpului de pierderi maxime τ: metoda analitică, metoda grafică și metoda analitică-statistică.

a. Metoda analitică se recomandă ori de cîte ori întreprinderile de rețele doresc să lucreze cu valori mai precise, specifice instalației al cărui consum propriu tehnologic îl determină. Valoarea lui τ determinată pentru o perioadă T se poate utiliza și pentru prognozarea consumurilor proprii tehnologice corespunzătoare din următorii 1—2 ani.

Pierderile Joule într-un element de rețea parcurs de un curent i, într-o perioadă de referință T, se exprimă în funcție de valoarea curentului maxim I_{max} considerat constant și de o durată de timp τ convențională, conform relației (4.13). În locul curentului se pot folosi valorile echivalente, iar în loc de o zi, o perioadă de referință T [a se vedea relația (4.14)].

b. Metoda grafică folosește datele ridicate experimental, stabilind valorile timpilor de utilizare a puterilor maxime $T_{max\,P}$ și $T_{max\,S}$.

Cu aceste valori se stabilește timpul de pierderi maxime $\tau = f(T_{max\,S})$ pe baza unor relații determinate experimental pe un număr mare de linii.

Identificîndu-se ora la care prin linie s-a vehiculat puterea aparentă maximă se stabilește

$$\Delta P_{max} = 3R\ I_{max}^2 10^{-3} = \frac{R}{U_n^2}(P^2 + Q^2)_{max}\, 10^{-3}\ \text{[kW]},$$

iar consumul propriu tehnologic se calculează cu relația

$$\Delta W = \Delta P_{max}\,\tau\ \text{[kWh/perioadă]}.$$

c. Metoda analitică-statistică pornește de la cunoașterea cantităților de energie activă și reactivă vehiculate prin linia respectivă într-o perioadă considerată T.

Determinarea timpului de utilizare a puterii maxime se obține cu relația

$$T_{max\,S} = \frac{\sqrt{E_a^2 + E_r^2}}{max\ max\,S}.$$

La stabilirea timpului de pierderi maxime τ_S pentru o perioadă de un an, se va utiliza relația (4.17) determinată experimental.

Pentru perioade mai mici, de exemplu pentru o lună sau un trimestru relația pentru τ_S se poate deduce experimental ea fiind de forma

$$\tau_S = \left[k_1 + \frac{T_{max\,S}}{k_2}\right]^2 T_f\ \text{[h/perioadă]},$$

în care T_f reprezintă numărul de ore din luna sau trimestrul respectiv, iar $T_{max\,S}$ se referă la aceeași perioadă. Coeficienții k_1 și k_2 se determină pe cale experimentală.

4.7. NORMAREA CONSUMULUI TEHNOLOGIC DE ENERGIE ÎN REȚELELE ELECTRICE

Normarea consumului propriu tehnologic de energie are o importanță deosebită pentru exploatare, deoarece pe baza acestor norme se pot aprecia și eforturile depuse de fiecare unitate de exploatare pentru micșorarea acestor consumuri.

Pe baza normelor de consum tehnologic de energie în rețelele electrice de transport și distribuție se stabilesc indicatori de plan (anuali, trimestriali), după care se fac analize prin postcalcul privind consumurile proprii tehnologice realizate pentru a localiza și stabili abaterile introduse prin sistemele de evidență și măsură a acestora.

Stabilirea normei de consum tehnologic de energie este posibilă utilizînd metode statistice care țin seama de structura rețelelor, de regimurile de funcționare, de modul de exploatare a acestora etc.

Dependențele dintre consumul tehnologic și variabilele independente alese (consumul de energie electrică pe suprafață, pe locuitor și an, lungimea echivalentă a rețelelor etc.) pot fi liniare sau pătratice, în care coeficienții de dependență se corectează periodic pe măsura obținerii unor date statistice cît mai cuprinzătoare.

În general, aceste metode dau rezultate bune pentru prognozarea consumurilor proprii tehnologice pentru perioade relativ scurte de timp, de exemplu 1—5 ani.

Abaterile valorilor prognozate față de cele realizate sînt cuprinse, de regulă între +1,5% și —0,5% [16].

Aceste metode se referă la stabilirea de norme de consum tehnologic pe ansambluri de instalații, de exemplu pe ansamblul rețelelor de transport și distribuție dintr-o întreprindere de rețele sau pe secții și centre de distribuție. Se pot aplica pentru determinarea normei de consum tehnologic numai pentru unele categorii de instalații cum ar fi rețelele de distribuție de 110 kV, medie și joasă tensiune, sau pentru transformatoarele din stațiile de transformare, cum și defalcarea acestei norme pe secții și centre de distribuție. De asemenea, se pot referi la diferite perioade cum ar fi normele anuale sau trimestriale etc.

a. **Stabilirea normei anuale.** Pentru stabilirea normelor anuale ale consumului tehnologic de energie se pot utiliza mai multe metode statistice, menționînd cîteva din cele mai cunoscute.

Modelarea printr-o funcție liniară în care se consideră o dependență liniară a consumurilor tehnologice în funcție de unii parametri la care se dispune de informații în exploatare cum ar fi: kilowattoră pe kilometru pătrat, kilowattoră pe locuitor și an, lungimea rețelelor pe tensiuni sau lungimea echivalentă a rețelelor.

Lungimea echivalentă a unei rețele se obține prin raportarea tuturor lungimilor liniilor de diferite tensiuni, la o tensiune aleasă, denumită tensiune de bază U_b, conform relației

$$L_{ech.r} = \sum_i L_{r.i}(U_i)\frac{U_b^2}{U_{in}^2}, \qquad (4.79)$$

în care : $L_{r.i}(U_i)$ — este lungimea reală a rețelelor care funcționează la tensiunea U_i, în km ; U_b — tensiunea la care se dorește să se raporteze lungimea rețelei, în kV ; se alege ca tensiune de bază acea tensiune care predomină ca lungime în cadrul unei întreprinderi de rețele ; U_{in} — tensiunea nominală a rețelei care se echivalează, în kV.

Metoda regresiei liniare pentru calculul consumului propriu tehnologic de energie este de forma

$$\Delta W = a_0 + \sum_i a_i x_i, \tag{4.80}$$

unde : ΔW este consumul tehnologic de energie în intervalul considerat (de regulă un an), în procente ;

x_i —variabilele independente care pot fi : kilowattoră pe kilometru pătrat ; —kilowattoră pe locuitor și an ; —lungimea rețelelor (400kV, 220kV, 110kV, MT, JT) ; — lungimea echivalentă a rețelei ; — locuitori pe kilometru pătrat ;

a_0, a_i — coeficienții regresiei care se determină pentru fiecare corelație în parte, pe baza datelor statistice.

Ca date de calcul sînt necesare informații statistice referitoare la consumul tehnologic de energie și la variabilele independente x_i pentru o perioadă de minimum 5 ani anteriori celui pentru care se face normarea.

Această metodă se utilizează în special pentru stabilirea normelor de consum tehnologic în rețelele electrice de distribuție luîndu-se pentru variabilele independente — lungimea echivalentă de rețea de distribuție (110 kV, MT și JT) și densitatea de energie vîndută (kilowattoră pe kilometru pătrat).

Modelarea printr-o funcție de gradul 2, în care se consideră o dependență pătratică a consumului tehnologic de energie în funcție de energia tranzitată prin diferite elemente de rețea, corelația fiind de forma

$$\Delta W = a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2^2 ; \tag{4.81}$$

sau

$$\Delta W = a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_1^2, \tag{4.82}$$

în care : ΔW este consumul tehnologic de energie, în procente ;

x_1, x_2 —variabile independente care pot fi : x_1 — lungimea echivalentă a rețelei, respectiv rezistența elementelor de rețea, cu care consumul tehnologic este direct proporțional ; x_2, în kilowattoră pe kilometru pătrat. În cazul unei dependențe de o singură variabilă $x = x_1 = x_2$, aceasta poate fi kilowattoră pe kilometru pătrat sau kilowattoră pe locuitor și an ;

a_0, a_1, a_2 — coeficienți determinați pe baza datelor statistice pe ultimii 5 ani înaintea celui pentru care se face normarea.

Se recomandă în cazul acestor metode, atît a regresiei liniare cît și a celei pătratice, ca stabilirea consumurilor tehnologice să se facă în

funcție de diferite variabile independente x_i și să se rețină acele valori pentru care se obțin coeficienții de corelare cei mai mici (peste 0,9).

Valorile absolute ale normei de consum se vor determina în funcție de energia vehiculată.

Pentru utilizarea acestor metode se pot elabora programe de calcul cu ajutorul cărora să se calculeze normele de consum propriu tehnologic [12].

Algoritmul de calcul se poate baza pe metoda celor mai mici pătrate care minimizează suma pătratelor erorilor care apar prin modelarea ecuațiilor (4.81) și (4.82). Cunoscînd un șir de valori statistice pentru ΔW cît și pentru variabilele independente x_i se determină coeficienții a_i ai ecuațiilor de regresie. Se recalculează apoi valorile ΔW cu ajutorul acestor coeficienți și se compară cu valorile statistice care au constituit datele de bază. Noile valori determinate se compară cu datele de intrare și se determină erorile în procente. Cunoscînd prognozele elementelor x_i și coeficienții a_i se determină valorile de așteptat pentru variabila ΔW.

Dependența consumului tehnologic în rețele de pierderea de putere calculată la orele de vîrf, în regim normal, pornește de la valoarea pierderilor de putere la ora de vîrf a sistemului, în regim normal de funcționare, valoare determinată printr-un calcul de regim.

Relația de calcul pentru normarea consumului tehnologic după această metodă este

$$\Delta W'_{i+1} = \Delta W_i \left[(a+b) \left(\frac{\Delta P_{vi+1}}{\Delta P_{vi}} \right) + 1{,}03\ c \right], \qquad (4.83)$$

în care: ΔW_i este consumul tehnologic de energie în anul i;

ΔP_{vi} — consumul tehnologic de putere la ora de vîrf a sistemului în anul i;

a, b, c — coeficienți deduși pe cale statistică care dau structura raportată a consumului tehnologic de energie pentru rețele de diferite tensiuni; a — pentru rețele 220 și 400 kV; b — pentru rețele de 110 kV; c — pentru rețele de medie și joasă tensiune.

Creșterea consumului tehnologic de energie în rețelele de transport 400 kV, 220 kV și 110 kV, în cadrul fiecărui tip de rețea, se consideră proporțională cu creșterea consumului tehnologic de putere la ora de vîrf a sistemului în regim normal; în schimb, în rețeaua de distribuție cu tensiunea mai mică de 110 kV acest lucru nu mai este valabil. Pentru această rețea se consideră o creștere anuală de 3% (rezultată pe cale statistică).

Dintr-o situație statistică pe ultimii 5 ani în sistemul nostru energetic s-au obținut pentru coeficienții a, b și c următoarele valori:

— rețele 400 și 220 kV — $a = 0{,}26 \ldots 0{,}23$;

— rețele de 110 kV — $b = 0{,}2 \ldots 0{,}3$;

— rețele de medie și joasă tensiune — $c = 0{,}54 \ldots 0{,}47$.

Acești coeficienți reprezintă de altfel structura consumului tehnologic de energie în diferite rețele față de consumul tehnologic considerat global 100%. Aceste valori trebuie urmărite și corectate în permanență în exploa-

tare, deoarece ele pot avea fluctuații datorită reducerii ponderilor consumurilor tehnologice într-o categorie de rețea față de altele. Prin această metodă se obțin rezultate cu erori de circa +(3—5)% față de valorile realizate [16].

Corelarea creșterii consumului tehnologic cu creșterea surselor de energie este o metodă globală de normare, care neglijează efectul amplasării diferențiate a surselor de energie și schimbarea configurației de rețea de la un an la altul, considerînd numai creșterea surselor și raportul dintre creșterea procentuală a consumului tehnologic și creșterea procentuală a surselor (raport determinat ca o valoare medie statistică pe ultimii 5 ani), conform relației

$$\Delta W_{i+1} = k \frac{E_{i+1}}{E_i} \Delta W_i ,$$

în care : ΔW_i este consumul tehnologic de energie înregistrat în anul i ; E_i — total surse în anul i ; k — raportul dintre creșterea procentuală a consumului tehnologic și creșterea procentuală a surselor de energie.

Această metodă globală empirică conduce la rezultate destul de bune cu abateri de ± 1% față de valoarea realizată, în special pentru stabilirea normei de consum tehnologic pentru următorii 1—2 ani, în care efectul noilor surse este redus [15].

b. **Determinarea normei trimestriale de consum tehnologic.** Stabilirea normei de consum tehnologic pe un trimestru în cadrul normei anuale se face cu ajutorul unor coeficienți de abatere statistică, determinați din valorile realizate în n ani anteriori ai consumurilor tehnologice dintr-un trimestru, față de a patra parte a normei anuale de consum.

Norma de consum tehnologic de energie ΔW_{jk} pentru trimestrul k din anul j se determină cu relația

$$\Delta W_{jk} = \Delta W_j \left(\frac{1}{4} - S_k \right) ,$$

în care : ΔW_j este consumul tehnologic de energie în anul j ; S_k — abaterea medie pentru trimestrul k, calculată pe baza datelor statistice din n ani, cu relația

$$S_k = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \frac{\Delta W_i/4 - \Delta W_{ik}}{\Delta W_i} ,$$

în care : ΔW_i este consumul tehnologic realizat în anul i ;

ΔW_{ik} — consumul tehnologic realizat în trimestrul k din anul i.

Se subliniază că normarea consumului tehnologic pe luni, utilizînd aceeași metodă nu dă rezultate concludente din cauza modului de evidență și de stabilire a vînzărilor pe luni.

c. **Defalcarea indicatorului de plan a consumului propriu tehnologic în cadrul unei întreprinderi de rețele.** Defalcarea indicatorului de plan a consumului propriu tehnologic pe secții și centre de distribuție din cadrul unei întreprinderi de rețele se poate face în funcție de următoarele date :

— indicatorul de plan, în procente, de consum propriu tehnologic pentru rețelele de distribuție pe total întreprindere și raportat la energia vehiculată în aceste rețele ΔW_d. Acest indicator se obține scăzînd din indicatorul global consumul tehnologic din liniile de transport obținut printr-un calcul de regim ;

— structura energiei electrice vîndută pe tipuri de consumatori, respectiv consumatori cu facturarea energiei pe medie tensiune și joasă tensiune ;

— ponderea consumului tehnologic pe categorii de instalații (medie tensiune, transformatoare și joasă tensiune), în procente din totalul pierderilor în distribuție ;

— caracteristicile centrelor de distribuție : ponderea consumatorilor urbani față de cei rurali, lungimea și gradul de încărcare a rețelelor, numărul de ore de utilizare a puterii maxime, zona geografică ;

— realizările din anii anteriori.

Consumul propriu tehnologic în procente pentru un centru de distribuție i se determină cu relațiile

$$\Delta W_i = \frac{100 k_i}{100 + k_i},$$

în care :

$$k_i = \frac{\varepsilon}{E_i}(a E_{ai} + b E_{bi}),$$

unde : E_i este energia electrică ce urmează a fi vîndută de centrul i, în kWh ; E_{ai}, E_{bi} — energia electrică prevăzută a fi vîndută de centrul i, cu facturarea pe medie tensiune și, respectiv pe joasă tensiune, în kWh ; ε — coeficient de corecție ce depinde de specificul fiecărui centru de distribuție și care variază între 0,85 și 1,15 ; a, b — coeficienți de calcul ce depind de structura consumului tehnologic în rețelele de medie tensiune, respectiv joasă tensiune.

Acești coeficienți se stabilesc în felul următor :

Se notează cu α, β, γ ponderea consumurilor proprii tehnologice în rețelele de medie tensiune, transformatoare și în rețelele de joasă tensiune față de totalul consumului propriu tehnologic în distribuție ΔW_d astfel, încît $\alpha + \beta + \gamma = 1$.

Rezultă

$$a = \alpha \Delta W_d ;$$

$$b = \left[\alpha + (\beta + \gamma)\frac{W_T}{W_b}\right]\Delta W_d,$$

în care : W_T este energia electrică ce urmează a fi vîndută pe total întreprindere, în kWh ; W_b — energia electrică ce urmează a fi vîndută și facturată pe joasă tensiune pe întreprindere, în kWh.

Defalcarea indicatorului de plan de consum propriu tehnologic se mai poate face utilizînd metodele statistice prezentate în care se ține seama de realizările din anii anteriori.

4.8. CĂILE ȘI METODELE DE REDUCERE A CONSUMULUI PROPRIU TEHNOLOGIC ÎN REȚELE

Nivelul consumului tehnologic pentru transportul și distribuția energiei electrice este determinat de amplasarea geografică a surselor de producere și a centrelor de consum, de structura consumului și de caracteristicile structural-dimensionale ale rețelelor electrice.

Între consumurile tehnologice în rețele și investițiile aferente acestora există o tendință contradictorie. Rețelele supradimensionate care corespund unor investiții mari conduc la pierderi mai reduse ; în schimb, rețelele subdimnsionate care corespund unor investiții mai reduse conduc la consumuri tehnologice mai mari, la aceeași sarcină transportată.

Criteriul de optimizare a soluțiilor este criteriul cheltuielilor totale actualizate minime într-un interval de timp dat, în care pierderile în rețele în diferite variante analizate sînt incluse atît în valoarea de investiție, ca putere suplimentară instalată necesară pentru menținerea aceluiași nivel a rezervei în sistem, cît și cu valoarea cheltuielilor anuale de exploatare, ca energie consumată.

Elementul important de care trebuie să se țină seama în prezent este stabilirea cît mai corectă a costului kilowattorei de pierderi, în condițiile mondiale ale prețului combustibililor primari.

În politica de investiții în rețele trebuie să se obțină optimizarea pierderilor prin reducerea la minimum a cheltuielilor totale. Stabilirea pierderilor optime în rețele pe diverse trepte de tensiune constituie obiectivul principal în acest domeniu.

Paralel cu măsurile de optimizare a dezvoltării instalațiilor de transport și distribuție trebuie să se prevadă și aplicarea unor tehnici de exploatare cît mai eficiente a instalațiilor. În conducerea exploatării, un rol important îl reprezintă minimizarea consumului propriu tehnologic într-un regim de siguranță corespunzător.

Realizarea nivelului optim de pierderi în rețele, în cazul rețelelor sistemului energetic, pentru o structură de centrale și cu restricții de combustibili date, revine în principal la :

— urmărirea unei repartiții optime a puterilor active pe centrale ținînd seama și de pierderile în rețele ;

— repartiția corectă a sarcinii reactive la sursele existente în sistem și reglarea corespunzătoare a nivelurilor de tensiune ;

— realizarea unor configurații optime din punctul de vedere al pierderilor în rețele, cu asigurarea unui grad corespunzător de siguranță în funcționare.

Măsurile de reducere a consumurilor proprii tehnologice în rețele care au un efect mai important de reducere, exprimat în milioane kilowatt-ore sau mii tone combustibil convențional, se pot împărți pe mai multe categorii după sfera de aplicare și anume : planificarea dezvoltării sistemului, exploatarea instalațiilor, îmbunătățirea randamentului echipamentelor energetice, introducerea de tehnologii noi și de perspectivă, măsuri organizatorice, alte măsuri.

În cadrul acestor categorii se pot analiza o serie de măsuri tehnice și organizatorice care să conducă la evidențierea tuturor căilor de reducere a indicelui de consum tehnologic.

Planificarea dezvoltării sistemului. Măsurile ce trebuie luate în cadrul acestei acțiuni trebuie să prevadă în principal :

— Construcția de instalații care să conducă la un consum tehnologic cît mai scăzut. Pentru aceasta trebuie întocmite studii de dezvoltare care să țină seama de structura producerii și a consumului de energie electrică pe tensiuni, stabilind fluxuri de energie vehiculată. Din aceste studii vor rezulta cele mai importante artere de transport care trebuie construite și care condiționează în mod deosebit reducerea consumului tehnologic.

— Eliminarea dublei transformări în stațiile de transformare din rețeaua de 400—220—110 kV în care apar transformări duble (400/200 kV și 220/110 kV), iar consumul pe bara de 220 kV este redus, acesta putînd fi preluat pe tensiunea de 110 kV. În acest caz trebuie să se prevadă mon-

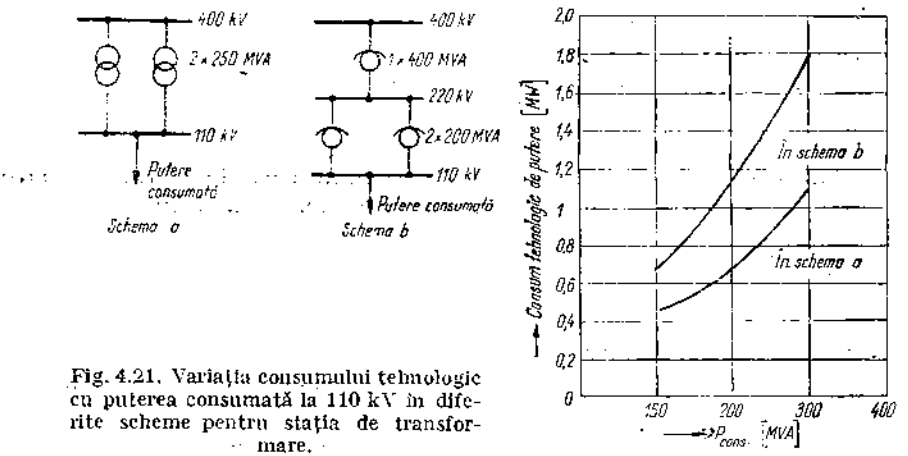


Fig. 4.21. Variația consumului tehnologic cu puterea consumată la 110 kV în diferite scheme pentru stația de transformare.

tarea de transformatoare 400/110 kV, eliminîndu-se treapta intermediară de transformare de 220 kV. În fig. 4.21 se dă variația consumului tehnologic cu puterea consumată la 110 kV în două scheme : în fig. 4.21,*a* — transformarea directă — 400/110 kV, iar în fig. 4.21, *b* cu transformare intermediară prin autotransformatoare de 220 kV.

— Trecerea la 400 kV a rețelelor construite pentru această tensiune și care funcționează la tensiunea de 220 kV. Consumul tehnologic în rețeaua de 400 kV este de circa patru ori mai redus decît al rețelei de 220 kV, la aceeași energie vehiculată (fig. 4.22) [21].

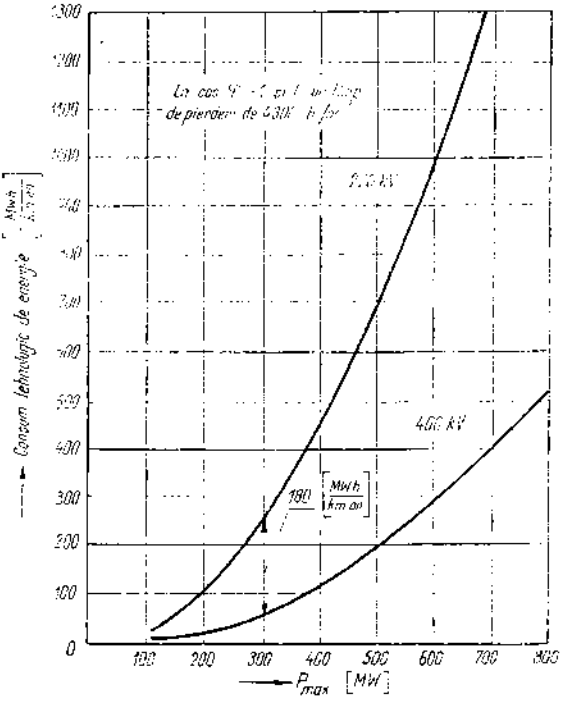


Fig. 4.22. Variația consumului tehnologic de energie în rețelele de 400 kV funcționînd la 220 kV sau 400 kV în funcție de puterea maximă a liniei.

— Compensarea puterii reactive prin montarea de compensatoare statice și condensatoare. Una din măsurile eficiente în scopul reducerii consumurilor proprii tehnologice în rețelele electrice este aceea de reducere a vehiculării energiei reactive prin rețea datorată atît naturii inductive a elementelor componente cît și consumului de energie reactivă a consumatorilor. Această reducere se face prin compensarea puterilor reactive, cu alte cuvinte montarea surselor de energie reactivă cît mai aproape de consumatori.

Instalarea de surse de putere reactivă trebuie făcută cu prioritate în punctele unde indicele de eficiență (reducerea consumului tehnologic pentru o unitate de putere reactivă instalată), are valorile cele mai mari.

— Dezvoltarea rețelei de 110 kV, medie și joasă tensiune, urmărind și reducerea consumului propriu tehnologic. Ca urmare a creșterii consumului de energie electrică la abonați, energia vehiculată în rețelele de 110 kV, medie și joasă tensiune crește foarte mult. Din acest motiv aceste rețele de distribuție cu tensiunea de 110 kV și mai jos vor trebui dezvoltate corespunzător. Construirea de noi puncte de injecție în rețeaua de medie ten-

siune IT/MT, construirea de noi linii electrice de medie tensiune și de noi puncte de injecție MT/JT în rețeaua de joasă tensiune va trebui să se facă urmărind minimizarea consumurilor tehnologice în aceste rețele.

— Reconstrucția rețelelor existente de distribuție la medie tensiune în vederea măririi randamentului, în principal prin trecerea la tensiuni superioare.

— Studierea micșorării densității economice de curent pe liniile de distribuție efectuîndu-se calcule tehnico-economice aprofundate. De asemenea trebuie analizată soluția de înlocuire a conductoarelor cu secțiuni mici în aceste rețele care conduc la pierderi mari, cu altele corespunzătoare (fig. 4.23 și 4.24) etc.

Exploatarea instalațiilor. În cadrul acestei acțiuni sînt cuprinse măsurile de îmbunătățire a conducerii operative a instalațiilor energetice prin optimizarea regimurilor de funcționare și reducerea duratelor de retragere din exploatare a instalațiilor.

Aplicarea acestor măsuri necesită o dotare tehnică corespunzătoare optimizării funcționării instalațiilor la un nivel de siguranță dat prin introducerea de programe și metode noi de calcul.

În cadrul măsurilor pentru îmbunătățirea exploatării instalațiilor se evidențiază :

— Stabilirea de configurații optime în rețelele electrice pe ansamblul sistemului energetic și pe zone (buclări-deblucări) pentru obținerea unui consum tehnologic minim în condiții de siguranță corespunzătoare.

— Optimizarea circulațiilor de puteri și a nivelelor de tensiuni în rețele prin :

— repartiția economică a sarcinii pe centrale cu considerarea consumului tehnologic în rețele, în limitele cotei de combustibil aprobată ;

— reglarea corelată a sarcinii surselor de putere reactivă și prizele autotransformatoarelor cu reglare în sarcină (stabilirea fluxului de putere reactivă în elementele rețelei de transport prin procedee de optimizare) ;

— stabilirea reglajului transformatoarelor în stații (graficul de tensiuni).

— Stabilirea schemelor optime de funcționare în stațiile de transformare (număr de transformatoare în sarcină și automatizarea punerii și scoaterii din funcțiune a acestora).

— Funcționarea la tensiunea maximă admisibilă a rețelelor de înaltă tensiune, corelat cu starea meteorologică, în regimurile cu încărcări mari. Reglarea tensiunilor în rețelele de 400 kV și 220 kV pentru reducerea pierderilor prin efect corona pe timp de ceață.

— Permutarea transformatoarelor din rețelele de distribuție în raport cu gradul lor de încărcare optim.

— Asigurarea nivelului de tensiuni în limitele admisibile la consumatorii de medie și joasă tensiune, prin realizarea de injecții de IT/MT și MT/JT corespunzătoare, egalizarea încărcării fazelor în rețelele de joasă tensiune, trifazarea rețelelor de joasă tensiune etc.

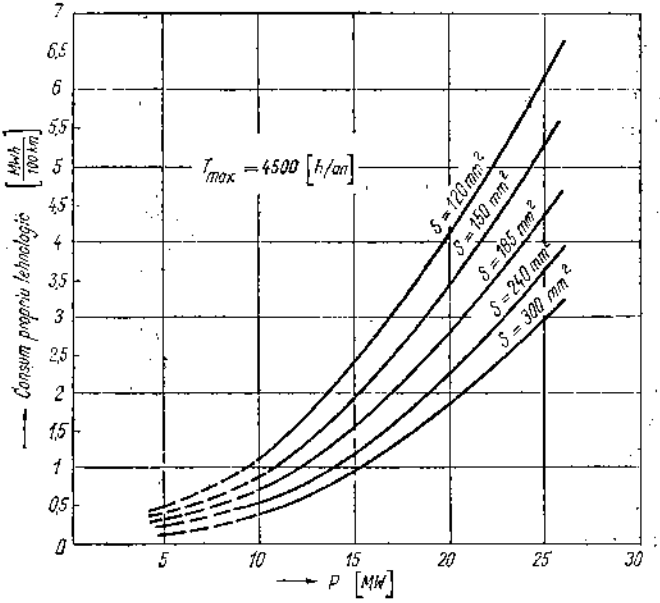


Fig. 4.23. Variația consumului propriu tehnologic în funcție de secțiunea LES-110 kV.

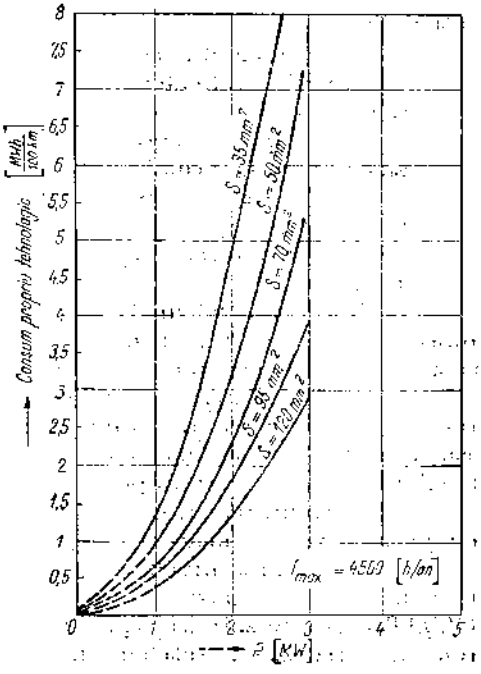


Fig. 4.24. Variația consumului propriu tehnologic în funcție de secțiunea LEA-20 kV.

— Trecerea unor rețele la tensiuni superioare. Din cauza creșterii consumurilor și a dificultăților de exploatare, treptele de tensiune 60 kV, 15 kV și 5 kV din rețelele de medie tensiune și 208/127 V din rețelele de joasă tensiune aproape au dispărut din rețelele noastre, urmînd ca în perspectiva anului 1985 să fie eliminate și tensiunile de 35 kV și 25 kV. Trecerile s-au făcut de la 208 V la 380 V, de la 5 kV la 10 kV și de la 15 kV la

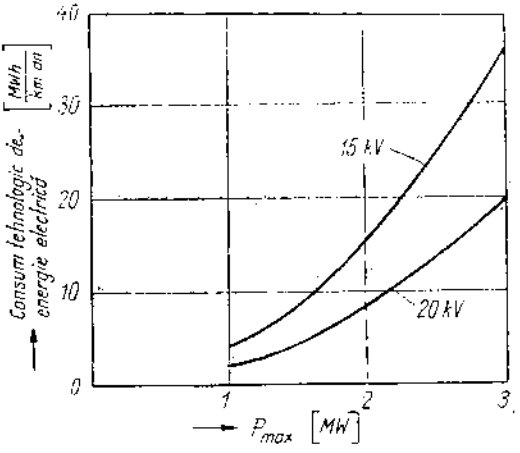


Fig. 4.25. Variația consumului tehnologic la trecerea rețelelor de la tensiunea de 15 kV la 20 kV, în funcție de puterea maximă a liniei.

20 kV. În fig. 4.25 se arată cum scade consumul tehnologic la trecerea rețelelor de la tensiunea de 15 kV la 20 kV, în funcție de puterea maximă a liniei.

— Creșterea tensiunilor în rețelele de distribuție prin creșterea ponderii rețelelor de tensiuni mari (20 kV), în raport cu rețelele de 6 kV și 10 kV.

— Utilizarea calculatoarelor de proces pentru realizarea unor regimuri optime.

— Elaborarea unei strategii optime de menținere în funcțiune a instalațiilor. Introducerea lucrului sub tensiune în rețele și alte măsuri în vederea reducerii duratelor de întrerupere pentru revizia instalațiilor, etc.

Îmbunătățirea randamentului echipamentelor energetice. Îmbunătățirea randamentului echipamentelor prin folosirea de materiale cu performanțe superioare și reproiectarea unor instalații care să conducă la consumuri tehnologice scăzute este o altă cale de reducere a pierderilor în rețele. Din această categorie se menționează următoarele acțiuni :

— Folosirea aluminiului cu grad ridicat de puritate pentru conductoarele electrice (99,7%) în vederea reducerii rezistivității lui, introducerea conductoarelor de tip ALCORO în construcția liniilor electrice aeriene etc.

— Tendința generală de azi vizează realizarea unei conductivități electrice a conductoarelor liniilor de aluminiu de $\varkappa = 35{,}96$ S.m/mm^2.

— Folosirea de transformatoare cu tole avînd pierderi de magnetizare mici și eventuala introducere a conductoarelor de cupru. În cadrul realizării

unor transformatoare cu pierderi reduse, prin utilizarea unor tole cu particule orientate se obțin pierderi la mers în gol de 0,4 W/kg tolă.

— Utilizarea în rețelele de distribuție a unor transformatoare cu capacitate de supraîncărcare pe timp limitat. În rețelele de distribuție rurale se montează, în general, transformatoare dimensionate ca să corespundă vîrfului de sarcină maximă, în restul timpului acestea funcționînd mult descărcate.

— Construirea de linii de înaltă tensiune 110, 220, 400 kV cu pierderi micșorate (mărirea izolației, izolarea conductoarelor de protecție etc.).

— Înlocuirea izolației din PVC cu cea din polietilenă și polietilenă reticulată la cablurile de medie tensiune, în felul acesta pierderile prin dielectric reducîndu-se foarte mult.

— Înlocuirea becurilor cu incandescență de la iluminatul public cu becuri cu vapori de mercur și în special cu sodiu și reducerea puterii acestora, inclusiv compensarea curentului reactiv produs de aceste lămpi, la fiecare loc de lampă.

— Îmbunătățirea randamentului la contoare și la transformatoarele de sonerie. Un contor obișnuit monofazat de abonat are un consum propriu de circa 2,5 W, funcționînd tot timpul anului, respectiv 8760 h/an. Avînd în vedere numărul foarte mare de astfel de contoare pe întreg sistemul energetic, care este de ordinul sutelor de mii de bucăți, consumul propriu tehnologic însumat pentru aceste contoare devine foarte mare. Transformatoarele de sonerie au un consum tehnologic care nu se sesizează de către contoare. Avînd în vedere numărul foarte mare de astfel de transformatoare instalate și faptul că sînt în permanență sub tensiune, consumul lor însumat pe întreg sistemul energetic devine important. Cea mai bună soluție pentru eliminarea acestor consumuri ar fi montarea numai de sonerii muzicale care se leagă direct la tensiunea de 220 V, fără transformatoare.

Introducerea de tehnologii noi și de perspectivă. În această categorie sînt incluse măsuri privind :

— Realizarea de autotransformatoare de 400 kV cu reglaj longitudinal sub sarcină.

— Îmbunătățirea tehnologiei de montaj a conductoarelor de 110, 220 și 400 kV în vederea obținerii unor suprafețe curate (lustruirea conductoarelor) pentru reducerea la minimum a pierderilor prin efect corona.

— Introducerea instalațiilor cu hexaflorură de sulf de 110 kV, în vederea realizării de racorduri adînci. Construirea de celule capsulate de dimensiuni mici de 110 kV va permite pătrunderea mai accentuată a tensiunii de 110 kV spre centrele de consum.

— Studierea alimentării consumatorilor casnici prin posturi individuale de bloc MT/JT. Pentru aceasta este necesar să se realizeze celule prefabricate de dimensiuni mici pentru introducerea lor în blocurile de locuințe, reducîndu-se astfel lungimea rețelelor de joasă tensiune.

Ca soluții de perspectivă și care nu pot fi aplicate într-un timp relativ scurt în sistemul nostru energetic, cu efecte asupra micșorării consumurilor tehnologice în rețele, se menționează :

— introducerea unor sisteme noi de transport 750 kV în curent alternativ sau curent continuu ;

— extinderea stațiilor cu hexaflorură de sulf la tensiunea de 400 kV care să permită apropierea tensiunilor înalte de centrele de consum ;

— îmbunătățirea tehnicii de fabricare a cablurilor de curent alternativ (criogenie, îmbunătățiri de izolații, sisteme de răcire etc.).

— revederea treptelor de tensiuni standardizate utilizate ; studierea introducerii tensiunii de 660 V sau 1 000 V în rețeaua de joasă tensiune ;

— studierea oportunității extinderii interconexiunilor cu alte sisteme energetice în vederea reducerii consumurilor tehnologice în rețele.

Măsuri organizatorice, alte măsuri. În cadrul acestei categorii se evidențiază următoarele măsuri de reducere a consumurilor tehnologice :

— Identificarea consumatorilor cu regim deformant și nesimetric în vederea simetrizării lor, prin montarea de filtre.

— Stimularea compensării puterii reactive la consumatorii industriali.

— Aplatisarea curbelor de sarcină prin măsuri la consumatori.

— Stabilirea unui regim optim de exploatare a sistemelor de irigații.

— Îmbunătățirea sistemului de măsurare a energiei electrice. Îmbunătățirea evidenței și a preciziei contoarelor de energie electrică în punctele de schimb a energiei dintre centrale și întreprinderi de rețele, dintre întreprinderi de rețele între ele și dintre întreprinderi și marii consumatori industriali.

— Efectuarea de bilanțuri energetice pe localități și contururi de rețele în scopul depistării pierderilor datorate defecțiunilor la sistemele de măsurare, imprecizia contoarelor, sustragerile de energie etc.

În intreprinderile industriale pentru reducerea consumurilor tehnologice datorate iluminatului spațiilor de producție și a iluminatului general se recomandă luarea următoarelor măsuri :

— asigurarea iluminatului locurilor de muncă prin secționări ale instalațiilor de iluminat în scopul funcționării numai a celor necesare ;

— verificarea nivelelor de iluminare prin măsurători în spațiile de producție și alte spații iluminate și încadrarea lor în normative aprobate ;

— în perioada cînd iluminatul natural asigură nivelele normate, se va întrerupe automat iluminatul artificial ;

— interzicerea funcționării iluminatului general în hale de producție sau alte încăperi în care lucrează un număr redus de persoane ;

— introducerea accelerată a lămpilor cu vapori de sodiu care realizează consumuri reduse de energie la iluminatul exterior din intreprinderi și combinate ;

— reducerea înălțimii de montare a corpurilor de iluminat în halele de producție și alte încăperi pentru reducerea puterii instalate și, respectiv, a energiei consumate de acestea.

În prezentarea făcută privind căile și metodele de reducere a consumului propriu tehnologic în rețele au fost subliniate aspectele mai impor-

tante și mai actuale în condițiile îndeplinirii unor sarcini tot mai grele de reducere a acestor consumuri în rețelele electrice din sistemul energetic R.S.R.

Pe baza acestor acțiuni se vor putea adînci soluțiile prezentate, prin studii și cercetări aprofundate, evidențiind la fiecare măsură efectele valorice ce se pot obține, care se traduc în economii de energie electrică (milioane kilowattoră), respectiv de combustibil primar (mii tone combustibil convențional, transformarea făcîndu-se cu ajutorul valorii medii de 348 g c.c./kWh produsă).

În funcție de economiile rezultate și în raport cu investițiile solicitate, se va putea stabili o pondere de prioritate a fiecărei măsuri în parte, dîndu-se cîștig acelora care au eficiența cea mai ridicată.

4.3.1. INFLUENȚA RIDICĂRII NIVELULUI TENSIUNII ASUPRA PIERDERILOR DE ENERGIE

Pentru reducerea pierderilor de energie în rețele este necesară menținerea unui nivel ridicat de tensiune în limite admisibile, realizat în exploatare cu ajutorul dispozitivelor de reglare (alegerea corespunzătoare a prizelor la transformatoare etc.).

Cînd tensiunea într-o rețea U_n crește cu valoarea u (%), variația pierderilor ΔP_u într-un element de rețea de rezistență R este dată de relația

$$\Delta P_u = \Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{S_k^2}{U_n^2} R - \frac{S_k^2}{\left[U_n + \left(1 + \frac{u}{100}\right)\right]^2} R =$$

$$= \frac{S_k}{U_n^2}\left[1 - \frac{1}{\left(1 + \frac{u}{100}\right)^2}\right],$$

în care : ΔP_1 este pierderea de putere cînd se funcționează în rețea cu tensiunea U_n ;

ΔP_2 — pierderea de putere cînd tensiunea crește cu valoarea u (%) față de valoarea nominală.

Reducerea procentuală a pierderilor de putere cînd tensiunea crește cu u(%) este

$$\Delta P_u(\%) = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{\Delta P_1} 100 = \left[1 - \frac{1}{\left(1 + \frac{u}{100}\right)^2}\right] 100. \qquad (4.84)$$

Ridicarea nivelului de tensiune, de exemplu cu 5% duce la scăderea pierderilor de putere activă în rețele cu 9 %.

De mare importanță într-o rețea electrică de distribuție este determinarea circulațiilor de putere pentru care pierderile Joule sînt minime. Se consideră un element dintr-o rețea buclată așa cum rezultă din fig. 4.26 avînd impedanțele liniilor $\underline{Z}_i$ și $\underline{Z}_j$.

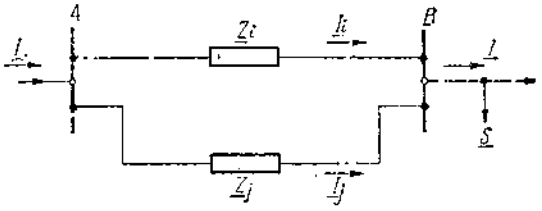


Fig. 4.26. Element dintr-o rețea electrică complex buclată.

Pierderile de putere activă pe cele două linii sînt:

$$\left.\begin{aligned}\Delta P_i &\approx \frac{R_i}{U_n^2}(P_i^2+Q_i^2)=\frac{R_i}{U_n^2}\frac{R_j^2+X_j^2}{(R_i+R_j)^2+(X_i+X_j)^2}(P^2+Q^2);\\ \Delta P_j &\approx \frac{R_j}{U_n^2}(P_j^2+Q_j^2)=\frac{R_j}{U_n^2}\frac{R_i^2+X_i^2}{(R_i+R_j)^2+(X_i+X_j)^2}(P^2+Q^2).\end{aligned}\right\} \quad (4.85)$$

Dacă se admite că una din reactanțele X_i, X_j este variabilă se verifică cu ușurință că suma pierderilor $\Delta P_i + \Delta P_j$ este minimă atunci cînd impedanțele $\underline{Z}_i$ și $\underline{Z}_j$ au același argument, adică $R_i/R_j = X_i/X_j$.

Repartiția optimă a puterilor se obține

$$\left.\begin{aligned}\underline{S}_i &= \frac{\underline{Z}_j}{\underline{Z}_i+\underline{Z}_j}\,\underline{S}=\frac{R_j}{R_i+R_j}\,\underline{S};\\ \underline{S}_j &= \frac{\underline{Z}_i}{\underline{Z}_i+\underline{Z}_j}\,\underline{S}=\frac{R_j}{R_i+R_j}\,\underline{S}.\end{aligned}\right\} \quad (4.86)$$

Rezultă deci că minimul pierderilor de putere într-o rețea are loc atunci cînd circulațiile puterilor coincid cu circulațiile ce ar rezulta într-o rețea formată numai din rezistențe cu valori egale cu rezistențele liniilor rețelei reale.

Repartiția circulațiilor, după criteriul pierderilor minime, se realizează în mod natural numai în cazul rețelelor de aceeași construcție (aceeași valoare a lui $\underline{Z}_0$ pentru toate liniile) sau în cazul rețelelor care au toate liniile cu $\frac{r_0}{x_0}$ = constant. Dacă această condiție nu este îndeplinită, se obține altă circulație decît cea corespunzătoare pierderilor minime. Această situație apare în special în cazul rețelelor buclate cu tensiuni diferite.

4.9. COMPENSAREA PUTERII REACTIVE ÎN REȚELELE DE DISTRIBUȚIE

Pierderile Joule în linii și transformatoare se pot reduce acționînd asupra rezistenței R a conductoarelor și asupra curentului I care le străbate. În ceea ce privește valoarea optimă a rezistenței R, respectiv a secțiunii optime a conductoarelor, aceasta se stabilește pe baza unui calcul tehnico-economic.

În legătură cu valoarea curentului I, aceasta depinde de tensiunea de funcționare a rețelei, de numărul și amplasamentul stațiilor și posturilor de transformare, elemente stabilite în faza de proiectare cînd se ține seama de valoarea pierderilor de energie. Reducerea valorii curentului în linii și transformatoare se poate realiza prin reducerea componentei reactive a curentului în elementele rețelei, prin compensarea sau furnizarea de energie reactivă în diferite puncte ale sistemului cît mai apropiate de consumatori.

În condițiile actuale a devenit mai avantajos să se producă local puterea reactivă în surse specializate, instalate în sistemul energetic și la consumatorii industriali decît această energie să fie transportată de la centralele electrice îndepărtate. Este una din metodele importante de reducere a consumurilor proprii tehnologice în transportul și distribuția energiei electrice.

În acțiunea de compensare locală a consumului de putere reactivă, consumatorilor industriali le revine sarcina de a realiza un factor de putere de 0,92 denumit *factor de putere neutral*. Căile de a reduce consumul de putere reactivă de către consumatori spre a obține un factor de putere cît mai ridicat sînt : utilizarea de motoare sincrone în locul celor asincrone, înlocuirea trasformatoarelor și motoarelor asincrone supradimensionate, utilizarea limitatoarelor de mers în gol etc.

Compensarea puterii reactive în rețele se face în funcție de situația energetică și de poziția în sistem a zonelor.

Pentru zone echilibrate din punct de vedere al consumului și al producției de putere activă o compensare la un $\cos\varphi = 0{,}9-0{,}93$ la vîrful de sarcină este în general satisfăcătoare.

Pentru zone deficitare alimentate din rețeaua de transport de la centrale electrice îndepărtate din punct de vedere electric nivelul de compensare necesar poate ajunge la $\cos\varphi = 0{,}98-1{,}0$.

Repartizarea diferențiată a nivelului de compensare pe zone se face periodic pe baza examinării funcționării rețelei de transport a sistemului energetic.

4.9.1. STABILIREA AMPLASAMENTELOR BATERIILOR DE CONDENSATOARE

Stabilirea amplasamentelor bateriilor de condensatoare se va face astfel spre a obține reduceri maxime de pierderi în rețelele electrice. Ele se instalează cu prioritate la bare alimentate prin circuite puternic încărcate și cu niveluri scăzute de tensiune. De regulă, bateriile de condensatoare se instalează cît mai aproape de sarcini, astfel :

— în posturi de MT/JT interioare, pe partea de joasă tensiune ;

— pe linii electrice aeriene de medie tensiune ;

— în puncte de alimentare și în posturi de derivație, din rețeaua de medie tensiune orășenească ;

— pe barele de medie tensiune din stațiile coborîtoare de 110 kV.

Amplasarea și dimensionarea corectă a bateriilor de condensatoare, cu dispersarea lor cît mai aproape de sarcini, impune cunoașterea consumurilor de putere reactivă în rețelele de distribuție, ceea ce implică măsurarea acestora.

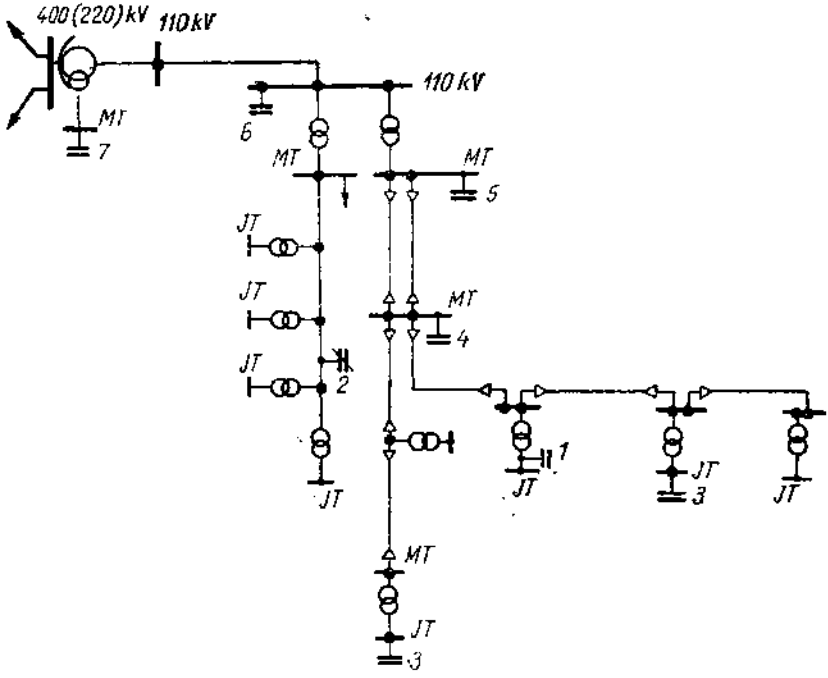


Fig. 4.27. Baterii de conductoare fixe.

Bateriile de condensatoare fixe se instalează conform fig. 4.27, astfel :

— în secundarul transformatoarelor de MT/JT încărcate peste 30 % din puterea nominală S_{nT}, pe partea de joasă tensiune ; puterea bateriei nu va depăși 20 % din puterea nominală a transformatorului S_{nT} ;

— în lungul liniilor electrice aeriene de medie tensiune (pe stîlpi) la distanța de 2/3 din lungimea liniei, sau distribuit în mai multe puncte ale liniei, dacă o singură baterie este prea mare.

Nu se instalează baterii fixe în puncte în care tensiunile pot depăși valorile maxime admisibile.

Bateriile de condensatoare comutabile automat se pot racorda astfel :

— la barele de joasă tensiune din posturile de transformare de MT/JT ;

— la barele de medie tensiune din posturile de transformare, puncte de alimentare și de distribuție;

— la barele de medie tensiune ale stațiilor coborîtoare de 110 kV.

Bateriile de joasă tensiune se instalează de obicei în interior, dacă condițiile speciale de mediu nu impun alte prevederi, iar cele de medie tensiune în exterior [22].

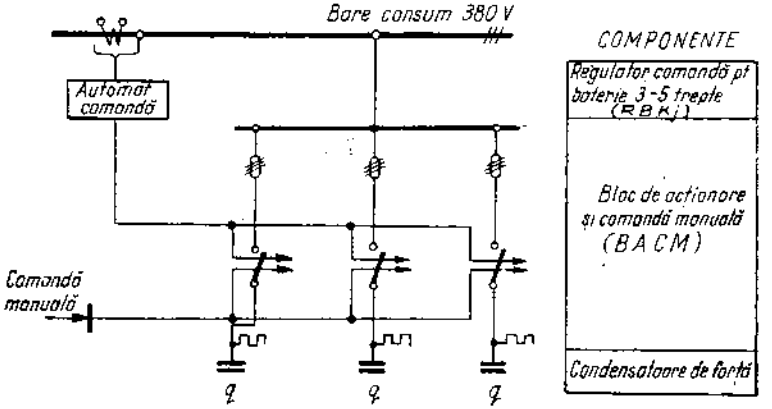


Fig. 4.28. Baterie de condensatoare de joasă tensiune cu trei trepte de putere și comandă automată.

În fig. 4.28 se dă o schemă de principiu pentru o baterie de condensatoare de joasă tensiune cu trei trepte de putere și comandă automată, iar în fig. 4.29 o schemă pentru o baterie de condensatoare de medie tensiune cu trei trepte, comutabile automat.

În fig. 4.30 se dă schema principială pentru bateriile de condensatoare de exterior montate pe stîlpi de linii aeriene.

4.9.2. ECHIVALENTUL ENERGETIC AL PUTERII REACTIVE

Se consideră o rețea electrică de medie tensiune racordată la o bară A care are prevăzut o sursă de energie reactivă (fig. 4.31).

Pierderea de putere activă prin efectul Joule datorată circulației de putere $\underline{S} = P + j\,Q$ este dată de relația aproximativă

$$\Delta P_1 = \frac{P^2+Q^2}{U^2} R \cdot 10^{-3}\ [\mathrm{kW}].$$

Dacă pe bara B s-ar conecta o sursă de putere reactivă Q_k, pierderile de putere reactivă în rezistența R devin

$$\Delta P_2 = \frac{P^2 + (Q - Q_k)^2}{U^2} R \cdot 10^{-3}\ [\mathrm{kW}].$$

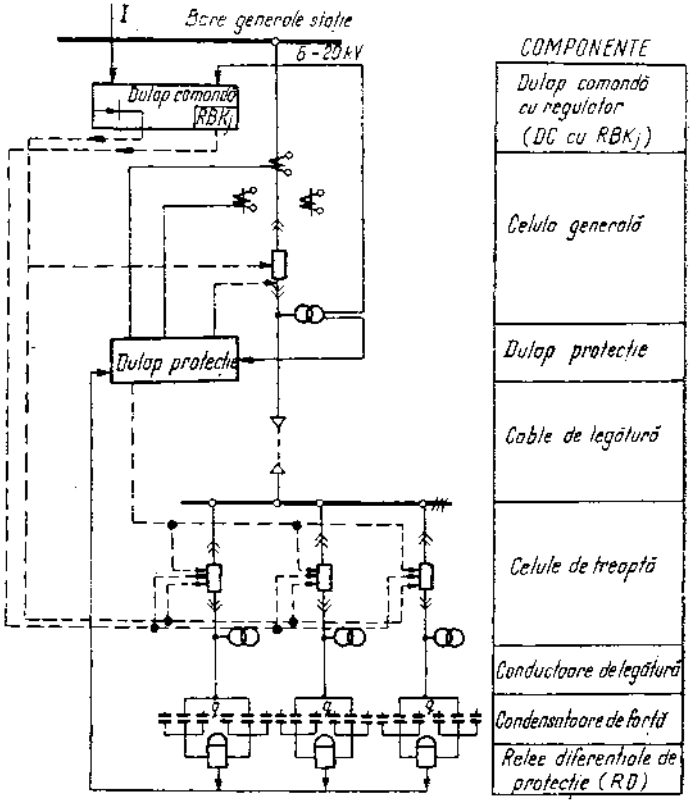


Fig. 4.29. Baterie de condensatoare de medie tensiune cu trei trepte, comutabile automat.

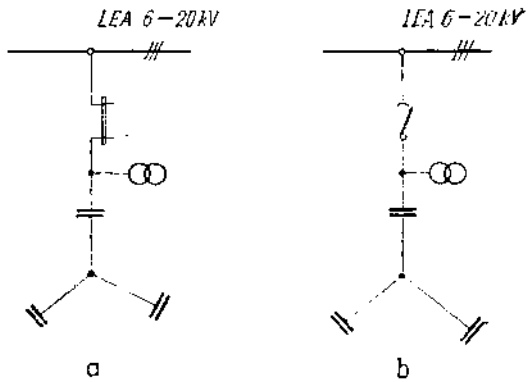


Fig. 4.30. Baterie de condensatoare de exterior montate pe stîlpi de linii aeriene :
a — racordare cu siguranțe; *b* — racordare cu separator.

Reducerea pierderilor de putere reactivă, raportate la puterea sursei reactive Q_k, notată cu K_Q se numește *echivalentul energetic al puterii reactive* și rezultă din relația

$$K_Q = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{Q_k} = \frac{2Q - Q_k}{U^2} R \cdot 10^{-3} \text{ [kW/kvar]}. \tag{4.87}$$

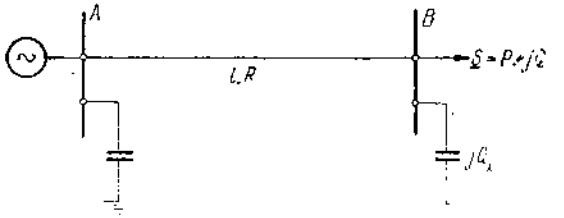


Fig. 4.31. Schema simplificată a unei rețele electrice de medie tensiune racordată la o bară cu sursă de energie reactivă.

Din analiza acestei relații rezultă că cu cît distanța electrică R dintre sursa de compensare față de sursele reactive existente este mai mare cu atît echivalentul energetic al puterii reactive este mai mare. De asemenea, se mai observă că atunci cînd $Q_k \ll Q$, echivalentul sursei de compensare este de două ori mai mare decît în cazul compensării totale cînd $Q_k \approx Q$.

De aici rezultă observația că mijloacele de compensare trebuie repartizate în primul rînd pentru consumatorii cei mai îndepărtați de locurile de producere a energiei electrice.

4.9.3. EFECTELE ECONOMICE ALE COMPENSĂRII PUTERII REACTIVE

Compensarea puterii reactive cît mai aproape de sarcini conduce la reducerea puterii aparente $\underline{S}$ ce circulă prin rețeaua din amonte și implicit a pierderilor de energie electrică în elementele de rețea (linii, transformatoare, generatoare).

Prin compensarea consumului de putere reactivă se înțelege ameliorarea factorului de putere al unei sarcini într-un anumit punct din rețea, prin instalarea unor surse de putere reactivă.

Puterea aparentă a unei surse k este

$$\underline{S}_k = \sqrt{P_k^2 + Q_k^2} = \frac{P_k}{\cos \varphi_k}, \tag{4.88}$$

în care P_k și Q_k sînt respectiv puterile active și reactive absorbite de sarcină (fig. 4.32).

Valoarea factorului de putere este legată de cea a puterii reactive absorbită de sarcină și este definită de următoarele relații

$$\cos \varphi_k = \frac{P_k}{\sqrt{P_k^2 + Q_k^2}} \; ; \; Q_k = P_k \operatorname{tg} \varphi_k.$$

Prin instalarea în punctul respectiv al rețelei a unei surse suplimentare de putere reactivă Q_c (sursă de compensare), puterea reactivă absorbită din rețea pentru aceeași putere activă P_k devine

$$Q_j = Q_k - Q_c.$$

În acest caz, corespunzător lui P_k și Q_j rezultă un alt factor de putere

$$\cos\varphi_j > \cos\varphi_k, \quad \varphi_j < \varphi_k,$$

și o putere aparentă

$$\underline{S}_j = \sqrt{P_k^2 + Q_j^2} < \underline{S}_k.$$

Exprimînd puterea în funcție de tensiune și curent, rezultă

$$\underline{S}_j = \sqrt{3}\underline{U}_j \underline{I}_j; \quad \underline{S}_k = \sqrt{3}\underline{U}_k \underline{I}_k.$$

Considerînd tensiunea constantă $\underline{U}_j = \underline{U}_k$, rezultă $\underline{I}_j < \underline{I}_k$.

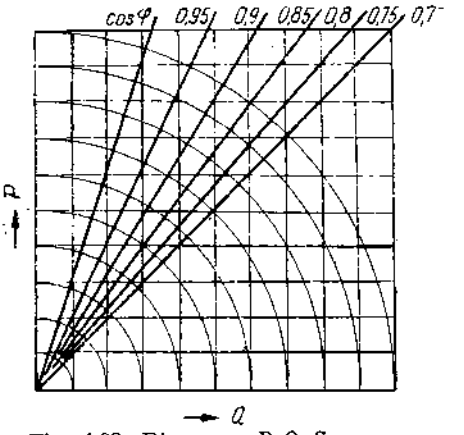


Fig. 4.32. Diagrama $P, Q, S, \cos\varphi$.

Pierderile de putere și pierderile anuale de energie activă, care sînt funcție de factorul de putere, scad corespunzător

$$\Delta P = \frac{\underline{S}_j^2}{\underline{U}^2} R = \frac{1}{\cos^2\varphi_j} \frac{P_k^2}{\underline{U}^2} R;$$

$$\Delta W = \Delta P \tau = \frac{1}{\cos^2\varphi_j} \tau \frac{P_k^2}{\underline{U}^2} R.$$

Pierderile ΔP sînt calculate pentru regimul de vîrf anual de sarcină iar τ este timpul de pierderi calculat din curbele $\tau = f(T_{max}, \cos\varphi)$.

Puterea reactivă Q_c care trebuie compensată pentru ridicarea factorului de putere de la o valoare $\cos\varphi_k$ la $\cos\varphi_j$, pentru o anumită sarcină activă P_k, se poate determina grafic din fig. 4.33.

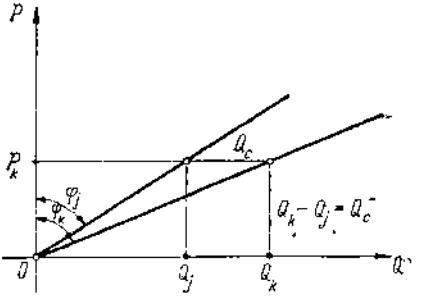


Fig. 4.33. Determinarea puterii reactive Q_c care trebuie compensată pentru ridicarea factorului de putere de la o valoare $\cos\varphi_k$ la $\cos\varphi_j$, la o anumită sarcină activă P_k dată.

4.9.4. DETERMINAREA PUTERII OPTIME A UNEI INSTALAȚII DE COMPENSARE

Alegerea variantei optime de compensare se face pe baza criteriului cheltuielilor anuale minime. Pentru aceasta este necesar să se stabilească curba de sarcină reactivă anuală clasată, în locul unde se dorește să se studieze compensarea.

Se consideră că graficul puterii reactive cerută de consumatori se poate aproxima cu o funcție în trepte (fig. 4.34)

$$\begin{cases} Q = f(T); \ T = T_1, \ T_2, \ \ldots, \ T_n \\ \text{pentru} \qquad T_{i-1} < T' < T_i, \ Q = Q_i = \text{const.} \end{cases}$$

Pentru rezolvarea problemei se examinează acele componente ale cheltuielilor anuale care depind de puterea însumată a condensatoarelor, cheltuieli care se pot scrie sub forma

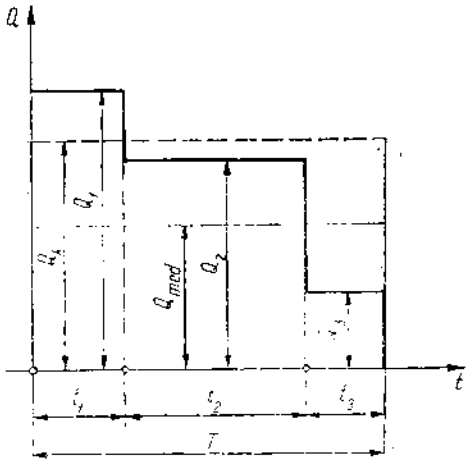


Fig. 4.34. Curba clasată anuală de sarcină reactivă.

$$Z = I_Q + \alpha[E_Q + E_R], \quad (4.89)$$

unde : I_Q este valoarea totală a instalației de compensare din rețea, în [lei];

α — costul unui kilowattoră de energie activă pierdută pe sistem, în [lei/kWh];

E_Q — pierderea anuală de energie în condensatoare, în kWh;

E_R — energia activă pierdută datorită circulației de energie reactivă, în kWh.

În expresia de mai sus nu s-a ținut seama și de investițiile conexe (investiții în centrale și pentru deschiderea de mine), care scad odată cu micșorarea pierderilor de putere activă pe linii.

Cheltuielile condiționate de instalarea și exploatarea bateriei în funcție de puterea ei Q_k se determină cu relația

$$I_Q = (a + b) Q_k C_Q, \quad (4.90)$$

în care : $a = a_n + a_a$ (a_n este coeficientul normat de eficiență economică și a_a este valoarea cotei anuale de amortizare);

b — valoaea cotei cheltuielilor anuale de exploatare, în lei;

Q_k — puterea sursei de compensare, în kvar;

C_Q — costul unui kilovar instalat.

Calculul energiei electrice pierdute în instalația de compensare se determină cu relația

$$E_Q = p_c \ T \ Q_k, \quad (4.91)$$

în care : p_c sînt pierderile specifice de putere activă în condensatoare (raportul dintre pierderile de putere activă din condensatoare și puterea instalată Q_k), în kW/kvar; T — 8760 h (dacă bateria nu se deconectează).

Calculul energiei active pierdute datorită circulației energiei reactive pentru o schemă de principiu formată dintr-un consumator alimentat radial de o linie electrică trifazată avînd rezistența R, se determină cu relația

$$E_R = \sum_{i=1}^{R} \left(\frac{Q_i - Q_k}{U_n} \right)^2 T_i \, R, \tag{4.92}$$

în care : i este numărul intervalului de timp al graficului în trepte de sarcini reactive ($i = 1, 2, \ldots, R$);

T_i — durata anuală în care sarcina reactivă este egală cu Q_i, în h.

Dacă se ține seama că

$$\sum_{i=1}^{R} Q_i \, T_i = Q_{med} \, T,$$

$$\sum_{i=1}^{R} Q_k \, T_i = Q_k \, T,$$

relația (4.92) devine

$$E_R = (Q_{med} \, T - Q_k \, T)^2 \frac{R}{U_n^2}.$$

Puterea optimă a sursei de compensare se obține derivînd funcția Z din relația (4.89) în raport cu Q_k;

$$\frac{\partial Z}{\partial Q_k} = (a + b) \, C_Q + \alpha \, p_c \, T - \frac{2 \alpha R}{U_n^2} (Q_{med} \, T - Q_k \, T) = 0,$$

din care rezultă

$$Q_{k\,opt} = Q_{med} - \frac{U_n^2 \, [(a + b) \, C_a + \alpha \, p_c \, T]}{2 \alpha T \, R}. \tag{4.93}$$

În cazul în care se dorește să se țină seama și de investițiile conexe (investiții în centrale pentru deschiderea de mine), care scad odată cu micșorarea pierderilor de putere pe linii, mai trebuie ținut seama de termenul

$$I_e = - (k_{ce} + k_{mine}) \, \Delta P \, a_n.$$

în care : ΔP este puterea activă economisită prin micșorarea pierderilor pe linii

$$\Delta P = R \left[\left(\frac{Q_v}{U_n} \right)^2 - \left(\frac{Q_v - Q_k}{U_n} \right)^2 \right] \text{[kW]};$$

k_{ce} — costul specific pe kilowatt instalat în centralele electrice, în lei;

k_{mine} — costul specific pe kilowatt pentru deschiderea de mine, în lei;

Q_v — puterea reactivă de vîrf, în kvar;

a_n — coeficientul normat de eficiență economică.

În acest caz expresia (4.89) devine

$$Z = I_Q - I_e + \alpha [E_a + E_R].$$

care trebuie derivată în raport cu Q_k.

4.9.5. REPARTIȚIA OPTIMĂ A SURSELOR DE PUTERE REACTIVĂ

Repartiția optimă a surselor de putere reactivă presupune cunoscută valoarea totală a surselor de putere reactivă ce trebuie instalată într-o rețea. Problema care se pune este cum să fie repartizată această putere în rețea pentru a se obține niște cheltuieli anuale minime.

În cele ce urmează se consideră spre exemplificare o rețea arborescentă de medie tensiune ce pleacă dintr-o stație de transformare (fig. 4.35), pentru care se cere să se distribuie niște surse de compensare (baterii de condensatoare) în n puncte de putere totală Q_k dată [38].

Rețeaua este formată din n linii principale, fiecare linie alimentînd m_i ($i = 1, 2, \ldots, n$) posturi de transformare.

Expresia cheltuielilor totale anuale, se calculează conform (4.89).

Cheltuielile de instalare se consideră că nu depind de modul de distribuire a surselor reactive. Deci

$$Q_k = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{mi} Q_{ij}. \tag{4.94}$$

Criteriul repartiției optime constă în esență în realizarea unui regim cu pierderi minime de energie în toată rețeaua.

Se face presupunerea că toate bateriile de condensatoare se vor monta pe partea de joasă tensiune a posturilor de transformare.

Pierderile anuale de energie în condensatoare se determină cu expresia

$$E_Q = \sum_{t=1}^{R} T_t \left[\sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{mi} p_c Q_{ij} \right], \tag{4.95}$$

în care: t este numărul intervalului de timp al graficului în trepte de sarcină reactivă ($t = 1, 2, \ldots, R$);

T_t — durata anuală în care sarcina reactivă a postului ij este egală cu Q^t_{ij}, în h;

p_c — pierderea specifică de putere activă în condensatoare, în kW/kvar;

Q_{ij} — puterea condensatorului montat în postul de transformare ij, în kvar.

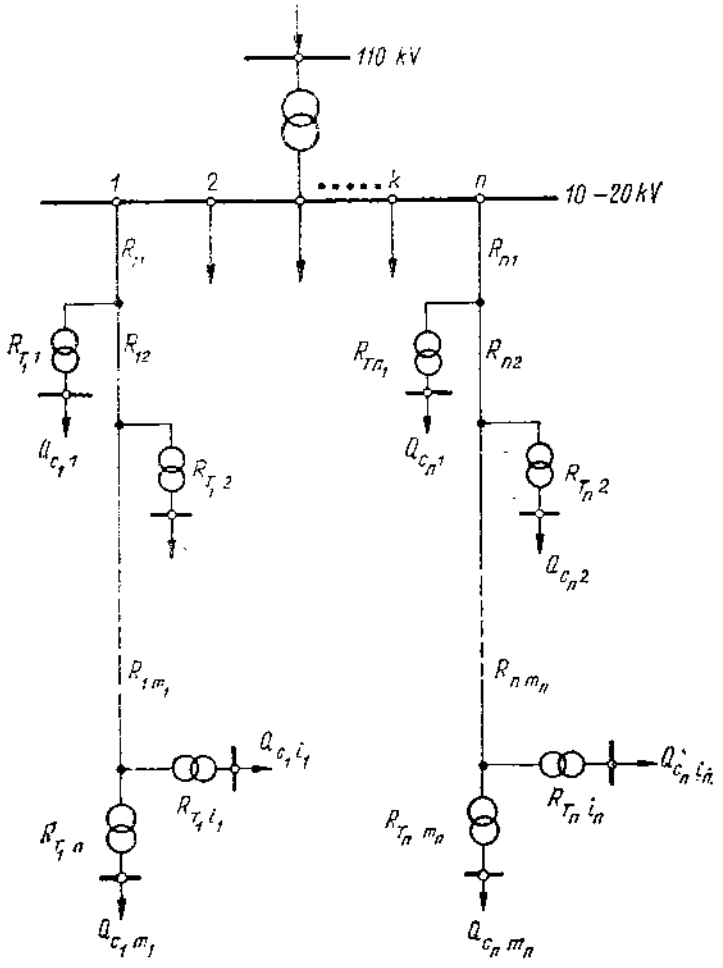


Fig. 4.35. Schemă de calcul pentru repartiția optimă a surselor de putere reactivă într-o rețea arborescentă de medie tensiune.

Pierderile anuale de energie activă în linii și transformatoare, datorate circulației energiei reactive pe una din liniile i ale rețelei se calculează cu expresia

$$E_{Ri} = \sum_{t=1}^{n} \frac{T_t}{U_n^2} \left[\sum_{j=1}^{m_i} R_{Tij} (Q_{cij}^t - Q_{ij})^2 + \sum_{k=1}^{j} R_{ik} \sum_{j=k}^{m_i} (Q_{cij}^t - Q_{ij})^2 \right], \quad (4.96)$$

unde : R_{Tij} este rezistența activă a transformatorului din postul de transformare ij;

R_{ik} — rezistența activă a segmentului $(k-1, k)$ din linia principală i pentru care se face calculul;

Q'_{ij} — sarcina reactivă a postului de transformare ij în cursul intervalului de timp t;

U_n — tensiunea nominală a rețelei.

Pentru toate liniile rețelei considerate, pierderile anuale de energie se calculează cu relația

$$E_R = \sum_{i=1}^{n} E_{R_i}.$$

Făcînd înlocuirile respective în (4.89) se obține un sistem de ecuații cu un număr de necunoscute egal cu numărul pozițiilor de amplasare a condensatoarelor.

Repartiția va fi optimă cînd Z este minim. Acest minim se determină cu ajutorul *multiplicatorilor Lagrange.*

Pentru rezolvarea problemei este necesar mai întîi să se impună condițiile

$$Q_{ij} \geqslant 0, \qquad i = 1, \ldots, n;\ j = 1, \ldots, m_i$$

$$\varphi = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{m_i} (Q_{ij} - Q_k) = 0,$$

în care Q_k este puterea totală instalată în condensatoare.

Conform metodei anunțate se scrie funcția auxiliară

$$F_Z = Z + \lambda\varphi, \tag{4.97}$$

și derivăm F_Z în raport cu fiecare din variabilele ce intervin, respectiv Q_{ij} și λ, se obține sistemul (4.98) de ecuații cu $2\sum_{i=1}^{n} m_i + 1$ necunoscute

$$\left.\begin{aligned} \varphi &= 0; \qquad i = 1, \ldots, n; \\ \frac{\partial F_Z}{\partial Q_{ij}} &= 0; \qquad j = 1, \ldots, m_i. \end{aligned}\right\} \tag{4.98}$$

Rezolvînd sistemul (4.98) în raport cu variabilele Q_{ij} se va determina repartiția optimă a surselor de putere reactivă din rețea.

Repartizarea surselor de putere reactivă în rețea se poate face nu prin considerarea funcției Z a cheltuielilor totale anuale, ci numai prin realizarea unui regim cu pierderi minime de energie în întreaga rețea.

În acest caz funcția de optimizat se scrie

$$F_W = \Delta W + \lambda\varphi. \tag{4.99}$$

Pentru un caz simplu format din două linii, arătat în fig. 4.36, expresia pierderilor de energie este dată de relația

$$\Delta W = \frac{[Q_1 - (Q_{c1} + Q_{i2})]^2}{U_n^2} R_1 \tau_1 \alpha + \frac{(Q_2 - Q_{i2})^2}{U_n^2} R_2 \tau_2 \alpha +$$

$$+ \frac{(Q_3 - Q_{i3})^2}{U_n^2} R_3 \tau_3 \alpha,$$

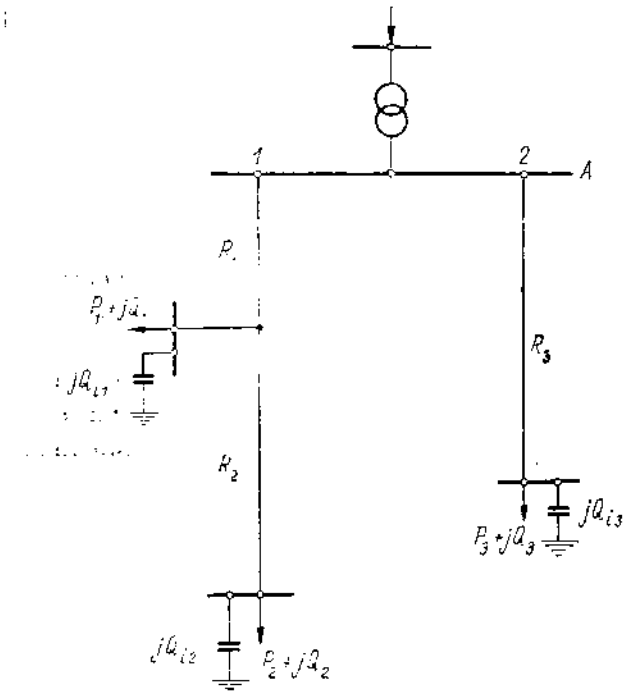


Fig. 4.36. Rețea de medie tensiune formată din două linii radiale.

unde R, τ şi α sînt rezistenţele, durata pierderilor şi respectiv costul energiei pe kilowattoră.

Derivînd expresia (4.99) în raport cu fiecare variabilă Q_{ij} se obţine prin anulare un număr de ecuaţii egal cu numărul locurilor de compensare.

Derivatele parţiale ale funcţiei F_W au forma

$$\frac{\partial F_W}{\partial Q_{ij}} = \frac{\partial \Delta W}{\partial Q_{ij}} + \lambda = 0,$$

de unde rezultă că regimul pierderilor minime se obţine cînd

$$\frac{\partial \Delta W}{\partial Q_{i1}} = \frac{\partial \Delta W}{\partial Q_{i2}} = \ldots = \frac{\partial \Delta W}{\partial Q_{ij}}.$$

Sistemul de ecuaţii pentru determinarea puterii optime a surselor de compensare este de forma

$$\left.\begin{aligned}
&\frac{\partial F_W}{\partial Q_{i1}} = [-2Q_1 - 2(Q_{i1} + Q_{i2})]\, R_1 \tau_1 + \lambda \frac{U_n^2}{\alpha} = 0;\\
&\frac{\partial F_W}{\partial Q_{i2}} = [-2Q_2 + 2Q_{i2}]\, R_2 \tau_2 + \lambda \frac{U_n^2}{\alpha} = 0;\\
&\frac{\partial F_W}{\partial Q_{ij}} = [-2Q_j + 2Q_{ij}]\, R_j \tau_j + \lambda \frac{U_n^2}{\alpha} = 0.
\end{aligned}\right\} \qquad (4.100)$$

Acestea sînt cîteva criterii cu ajutorul cărora se poate rezolva corect problema amplasării şi dimensionării surselor de putere reactivă în reţelele electrice de distribuţie.

Pierderile de energie în reţeaua de alimentare nu au fost luate în considerare în cele expuse mai sus. Acestea vor trebui luate în considerare în cazul în care este necesară determinarea cheltuielilor anuale totale de calcul sau în cazul în care puterea totală instalată a condensatoarelor nu este cunoscută, ci trebuie determinată şi ea astfel încît să corespundă cu un minim a lui Z_{total}.

BIBLIOGRAFIE

1. GLAZUNOV, A. A. *Reţelele sistemelor electrice*. Bucureşti, Editura tehnică, 1963.
2. ZEBISCH, M. *Netz Verluste*. Berlin, VEB Verlag Technik, 1959.

3. WOLF, M. *Die Berechnung der elektrischen Verluste bei schwankenden Lastverhältnissen in Netz und Energiewandler auf Grund von Erfahrungswerten.* În : ETZ (1931).
4. MORGENSTERN, M. E. *Sur la détermination des pertes d'énergie par effet Joule dans un élément de réseaux soumis à un régime de charge variable.* În : R.G.E., 68, nr. 3, 1959.
5. MILITARU, P. *Propuneri privind o nouă metodică de calcul a pierderii de energie în rețelele electrice la sarcini variabile* Teză doctorat, Institutul Politehnic București.
6. GEORGE, E. E. *Intrasystem Transmission Losses.* În : Trans. AIEE, 62, nr. 3, 1943.
7. BERCOVICI, M. ș.a. *Rețele electrice. Calculul electric.* București Editura tehnică, 1974.
8. ALBERT, H., FLOREA, I. și IORDĂNESCU, I. *Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor industriale.* București, Editura tehnică, 1978.
9. PEREDA, D. *Instrucțiuni privind stabilirea consumului propriu tehnologic pentru transportul și distribuția energiei electrice.* București, ICEMENERG — 3041, 1973.
10. MĂNĂSCURTĂ, M., KOVACS, A. și POPOVICI, D. *Calculul consumurilor proprii tehnologice în instalațiile de înaltă tensiune și în rețelele de medie și joasă tensiune.* Program PINTE, PIRED, CREFIS-1, CREFIS-2. Manual de utilizare, I.R.E. — Tg. Mureș, 1977.
11. ALBERT, H., MIHĂILESCU, A. și DRAGOSIN, I. *Determinarea consumului tehnologic de energie în elementele rețelei, pe baza citirilor orare, pe o perioadă dată.* Program CONSTEH — Manual de prezentare și utilizare. I.S.P.E., 1977.
12. ALBERT, H., MIHĂILESCU, A., DRAGOSIN, I. și TETELBAUM, V. *Prognoza consumului tehnologic de energie electrică, pe baze statistice.* Program PATLIN, Manual de prezentare și utilizare. I.S.P.E., 1977.
13. MICHELS, A. *Calculul pierderilor de energie electrică în rețelele radiale de medie tensiune.* Program PIERDE. Manual de prezentare și utilizare, I.R.E. — Timișoara, 1978.
14. ASANDULUI, A. *Calculul consumului propriu tehnologic în rețelele de joasă tensiune.* Program ENERG. Ghid de utilizare, I.R.E. — Iași, 1978.
15. ALBERT, H. și MIHĂILESCU, A. *Consumul tehnologic de putere și energie în rețelele electrice.* Studiu de condiții tehnice. I.S.P.E. — PE 138/1977.
16. ALBERT, H. și MIHĂILESCU, A. *Metode de analiză și prognoză a consumului propriu tehnologic în rețele.* Referat I-15. Sesiunea de comunicări tehnico-științifice I. P. Iași, oct. 1978.
17. IONESCU, G.-T., PANĂ, A. și CARAIVAN, D. *Metodologie de analiză la postcalcul a consumurilor proprii tehnologice de energie în rețelele electrice de transport și distribuție.* București, ICEMENERG—5469, 1978.
18. ALBERT, H. *Consumul tehnologic al rețelelor electrice de transport. Norme, evidență, postcalcul.* În : Energetica, 24. nr. 6, 1976, p. 204—208.
19. * * * *Studiu de sinteză privind reducerea consumului tehnologic de energie electrică în transportul și distribuția energiei electrice pe perioada 1977—1980.* București, I.S.P.E. 8005, 1977.
20. * * * *Studiu privind calculul simplificat al pierderilor în rețelele electrice în vederea fundamentării propunerilor de îmbunătățire a instrucțiunilor de normare a pierderilor în rețelele de transport și distribuție.* București, I.S.P.E. — 6398, 1974.
21. * * * *Studiu privind măsurile de reducere a consumului propriu tehnologic în transportul și distribuția energiei electrice în vederea realizării sarcinilor primite de la conducerea superioară de partid și de stat.* București, ICEMENERG — 5437, 1977.
22. M.E.E. — PE 120/75. *Instrucțiuni privind compensarea puterii reactive în rețelele de distribuție exploatate de I.R.E.-uri.* București, ICEMENERG, 1977.

23. M.E.E. — PE 931/1975. *Instrucțiuni privind compensarea puterii reactive la consumatorii industriali și similari.* București, ICEMENERG, 1977.
24. * * * *Manualul inginerului electrician.* Vol. VII. București, Editura tehnică, 1958.
25. BEREJNOI, A. V. *În legătură cu exprimarea analitică a pierderilor de putere și energie în modelele economico-matematice ale liniilor electrice de transport.* În : Elektricestvo, nr. 1, 1975, p. 74—77.
26. JELEZKO, I. S. *Eroarea de determinare a pierderilor de energie în rețelele electrice.* În : Elektricestvo, nr. 2, 1975, p. 19—22.
27. ANISIMOV, L. P., LEVIN, M. S. și PEKELIS, V. G. *Metodă de calcul a pierderilor de energie în rețelele electrice de distribuție.* În : Elektricestvo, nr. 4, 1975, p. 27.
28. KAIALOV, G. M. *Determinarea pierderilor de energie în rețelele electrice pe baza sarcinilor medii în nodurile acesteia.* În : Elektricestvo, nr. 6, 1976, p. 19.
29. * * * VDEW Netz verluste. *Eine Richtlinie für ihre Bewertung und ihre Verminderung.* Frankfurt (Main), 1968.
30. KOSSE, E. și PABST, R. *Optimale Netzverluste.* Institut für Enregieversorgung — Dresden, nr. 74 — 1196, 1976.
31. RADTKE, R. J. *Bewertung von Netzvelusten in elektrischen Übertragungs-und Verteilungs — netzen.* Institut für Energieversorgung — Dresden, nr. 74—1158, 1976.
32. KLAR, F. P. *Weitere Mglichkeiten der rationellen Energieanwendung.* VEB Verbundnetz Elektroenergie, Berlin, nr. 61-595, 1975.
33. KOSSE, E. *Methoden zur Bestimmung der Verluste in Mittel — und Niederspannungsnetzen.* In : Energietechnik, 20 nr. 9, 1970, p. 413—418.
34. KONSTANCIAK, M. *Bilanz der Verluste in 110 kV — Netzen.* În : Energetyki, 25, nr. 11, 1971, p. 389—392.
35. BOCHANKY, L. *Untersuchungen zur Optimierung von Struktur und Bemessung stadtischer Elektroenergieverteiliungssysteme unter besonderer Berücksichtigung der Verteilung in neu zu errichtenden Wohngebieten.* Institut für Energieversorgung— Dresden. nr. TTN 1/73/1 EKO.
36. * * * *Anual Buletin of Electric Energy Statistic for Europ.* O.N.U. 1978.
37. ANISIMOVA, N. D., ZHUKOV, V. V., FEDOROV, A. A., FOKIN, Y. A., VENIKOV, V. A. și ZHUKOV, L. A. *Electrical Network Performance Calculation and Analysis* Ed. Mir Publishers Moscow, 1978.
38. CRISCIU, H., NEAGU, V. și RADU I. *Procedeu de amplasare rațională a surselor de putere reactivă în interiorul unui combinat industrial.* În : Energetica, 24, 1976, nr. 4, p. 133—137.
39. * * * *Realizarea de surse statice de putere reactivă reglabile cu tiristoare și a tehnologiei de utilizare a acestora în regim de compensatnr.* București, ICEMENERG,-5411, 1977.
40. GLAZUNOV, A. A., NGUEN, H. și STROEV, V. A. *Despre compensarea volumetrică rațională din punct de vedere economic în rețelele întreprinderilor industriale.* În : Elektricestvo nr. 3, 1968.
41. CLADÉ, J. J. și GARY, C. H. *Predetermination of Corona Losses under Rain. Experimental Interpreting and Checking of a Method to Calculate Corona Losses.* În : IEEE—Trans. on PAS, 89, nr. 5, 1970.
42. CLADÉ, J. J. și GARY, C. H. *Predetermination of Corona Losses under Rain. Influence of Rain Intensity and Utilization of a Universal Chart.* În : IEEE—Tarans. on PAS, 89, iulie/august, 1970.
43. GARY, C. H. și MOREAU, M. *Recherches dans le domaine de l'effet de couronne à l'Électricité de France.* În : R.G.E., nr. 4, 1974.

44. CLADÉ, J., GARY, C și MOREAU, M. *Résultats des etudes sur l'éffet de couronne menées à la station experimentale de Renardières.* În : Raport C.I.G.R.E., 24 aug. 2 sept. 1974.
45. DOLGHINOV, J. A. *Tehnica visokih naprialjenii v elektroenerghetike.* Moscova, 1968.
46. LEVITOV, V. I. *Korona peremennogo toka.* Moscova, Ed. Energia, 1975.
47. POPOVICI, N. *Analiza pierderilor prin fenomen corona pentru liniile de 400 kV din R. S. România.* În : Energetica, 21, nr. 8, 2973, p. 376—385.
48. * * * *Studiu privind posibilitățile de debuclare a rețelelor de 110, 220 și 400 kV în vederea reducerii consumului propriu tehnologic în rețelele de transport*, I.S.P.E., dec., 1976.
49. * * * *Determinarea circulațiilor de puteri și a nivelelor de tensiune în rețelele de 110, 220 și 400 kV, în vederea minimizării c.p.t.* ICEMENERG — 5383, dec. 1978.

5. TRATAREA NEUTRULUI IN REȚELELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

Alegerea modului de tratare a neutrului constituie una din proble mele de concepție cele mai complicate ale rețelelor electrice de distribuție de medie tensiune, datorită numărului mare de parametri ce trebuie luați în considerare. Tratarea neutrului rețelelor electrice reprezintă unul din factorii de care depinde siguranța în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor.

Problema tratării neutrului a fost soluționată inițial pentru rețelele aeriene, iar ulterior odată cu dezvoltarea rețelelor de cabluri în centrele urbane și industriale, s-a impus necesitatea rezolvării ei și în aceste rețele. Soluțiile aplicate diferă de la o țară la alta, în adoptarea lor, un rol deosebit avîndu-l uneori și factorul istoric.

În conformitate cu recomandările C.E.I., din punct de vedere al tratării neutrului, se pot distinge următoarele tipuri de rețele (fig. 5.1):

— rețelele cu neutrul izolat,

— rețelele cu neutrul legat la pămînt (rigid, prin rezistență ohmică sau reactanță),

— rețele cu neutrul tratat prin sistem rezonant (prin bobină de stingere).

Un fenomen foarte frecvent care poate să ducă la întreruperea în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor constă în punerea la pămînt a unei faze, provocată de regulă de conturnarea izolației liniei datorită supratensiunilor atmosferice sau interne. Modul de tratare a neutrului trebuie să asigure lichidarea rapidă și sigură a arcului de punere la pămînt ce ia naștere în aceste cazuri, pentru a evita deconectarea liniei sau transformarea incidentului într-o avarie.

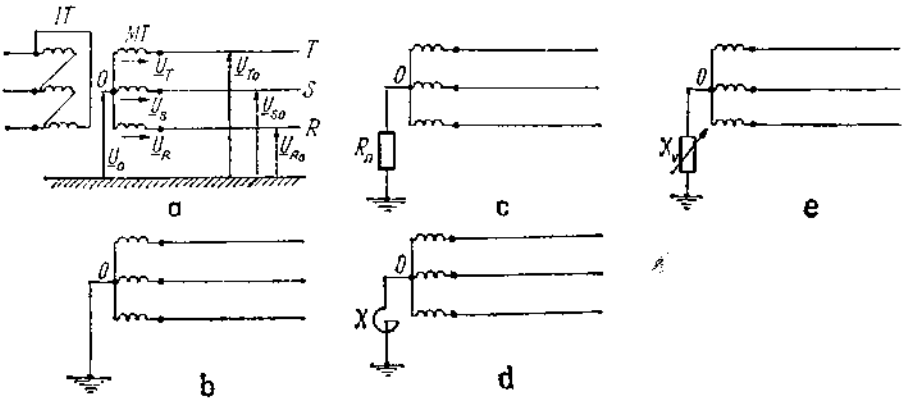


Fig. 5.1. Diferite moduri de tratare a neutrului rețelelor electrice:
a — neutru izolat; *b* — neutru legat direct la pământ; *c* — neutru tratat prin rezistență; *d* — neutru tratat printr-o impedanță de valoare determinată; *e* — neutru tratat printr-o impedanță acordată.

Totodată este necesar ca la punerea la pământ a unei faze curentul de scurtcircuit monofazat să fie mai mic decît cel trifazat.

Din punctul de vedere al tratării neutrului, rețelele electrice de distribuție se caracterizează în funcție de raportul dintre curentul de scurtcircuit monofazat $I^{(1)}_{sc.c}$ și cel trifazat $I^{(3)}_{sc.c}$, astfel [12]:

$\frac{I^{(1)}_{sc.c}}{I^{(3)}_{sc.c}} \leqslant 0{,}25$ — rețele avînd curenți mici de punere la pământ;

$\frac{I^{(1)}_{sc.c}}{I^{(3)}_{sc.c}} \in [0{,}25;\ 1]$ — avînd curenți mari de punere la pământ;

$\frac{I^{(1)}_{sc.c}}{I^{(3)}_{sc.c}} > 1$ — avînd curenți foarte mari de punere la pământ.

Ținînd seama de normativul privind alegerea și coordonarea izolației [25] se prevăd cinci clase de tratare a neutrului, delimitate de anumite valori ale raporturilor $\frac{x_0}{x_1}$ și $\frac{r_0}{x_1}$, așa cum se poate vedea în tabelul 5.1. Valoarea x_0 și r_0 reprezintă reactanța, respectiv, rezistența echivalentă redusă în punctul considerat, de secvență homopolară, exprimate în ohmi, iar x_1 reprezintă reactanța de succesiune directă, în ohm.

Se poate determina graficul dependenței tensiunii de pe fazele sănătoase U_f în funcție de raportul x_0/x_1, în ipoteza că se iau în considerare numai reactanțele circuitului de calcul. (fig. 5.2) [3]. Această diagramă se referă la toate modalitățile de tratare a neutrului rețelei.

Tabelul 5.1

Clasele de tratare a neutrului rețelelor electrice de distribuție

Nr. crt.	Tipul rețelei	Relații de limitare		Raportul tensiunilor
		$\frac{x_0}{x_1}$	$\frac{r_0}{x_1}$	$\frac{U_{ef\cdot max}}{U_1}$
1	Rețea cu neutrul izolat	0—10	—	Condiții de rezonanță
2	Rețea cu neutrul legat rigid la pământ	0—1	$\leqslant 1$	0,75
3	Rețea cu neutrul efectiv legat la pământ	0—3	0—1	0,8
4	Rețea cu neutrul legat la pământ prin rezistență	3—∞	1—∞	1
5	Retea cu neutrul legat la pământ prin bobină de stingere	—40—∞	—	1,1

Notă.

$U_{ef\cdot max}$ — reprezintă tensiunea efectivă maximă care poate apare între o fază sănătoasă și pământ în timpul unei puneri la pământ.

U_1 — reprezintă tensiunea efectivă între faze în punctul considerat, fără considerarea defectului.

$\frac{U_{ef\cdot max}}{U_1}$ — exprimat în procente se numește coeficient de legare la pământ.

În funcție de raportul x_0/x_1 tratarea neutrului se poate caracteriza astfel :

— La raportul $x_0/x_1 \leqslant 3$, se consideră că rețeaua este cu *neutrul legat efectiv la pământ*. În acest caz, după cum se poate vedea din fig. 5.2,*a* tensiunea de pe fazele sănătoase este egală cu 1,25 U_f.

Tensiunea de pe fazele sănătoase mai depinde și de raportul r_0/x_1, pentru diferite valori ale lui x_0/x_1 (fig. 5.2, *b*). La raportul $x_0/x_1 = 3$ valoarea maximă a tensiunii de pe fazele sănătoase are loc pentru $r_0/x_1 = 1$, rezultînd $U = 0{,}8\ U_n$.

Din aceste considerente se presupune că rețeaua este cu neutrul efectiv legat la pământ în cazul cînd pe lîngă condiția $x_0/x_1 \leqslant 3$ se respectă și condiția $r_0/x_1 \leqslant 1$.

— În cazul rețelelor cu *neutrul izolat*, deoarece x_0 este determinat, în principal, de capacitatea liniei, valoarea sa poate fi negativă. Pentru $x_0/x_1 = -2$ și neglijîndu-se influența rezistențelor, tensiunea de pe fazele sănătoase poate fi foarte mare apărînd în acest caz rezonanța circuitului echivalent. (fig. 5,2, *a*). În general, tensiunea fazelor sănătoase în cazul punerii la pământ a unei faze în rețelele cu neutrul izolat, nu depășește 1,15 U_n.

— La rețelele cu *tratarea neutrului la rezonanță* printr-o bobină de stingere $x_0 \to \infty$ iar valoarea tensiunii de pe fazele sănătoase este echivalentă valorii tensiunii în cazul rețelei cu neutrul izolat.

Drept criteriu de eficacitate a punerii la pământ se poate considera *coeficientul de punere la pământ*, definit ca raportul dintre tensiunea față

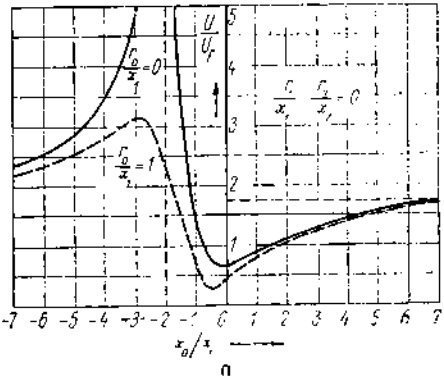
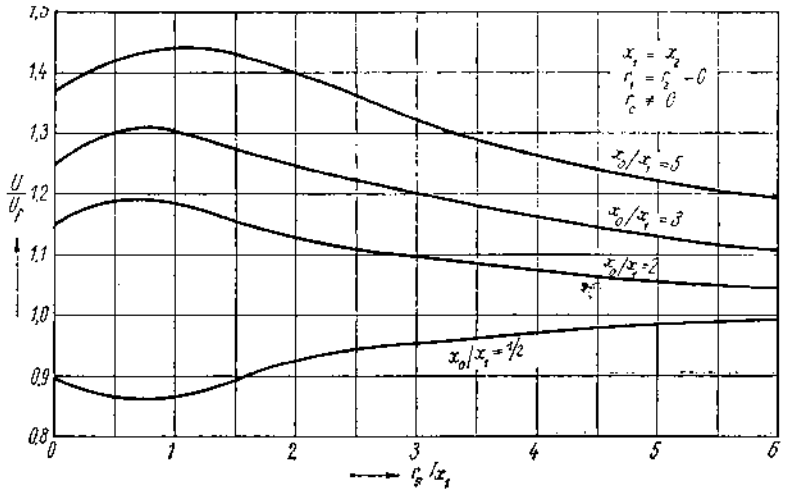


Fig. 5.2. Creșterile de tensiune pe fazele sănătoase la punerea la pământ a unei faze: *a* — funcție de raportul x_0/x_1; *b* — funcție de raportul x_0/x_1 și de r_0/x_1.



de pământ a unei faze sănătoase și tensiunea pe fază a rețelei în regim normal de funcționare.

Dacă se neglijează rezistența arcului electric acest coeficient este dat de relația [24]

$$K_p = \frac{1{,}1}{\sqrt{3}}\left[\frac{\dfrac{3\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1}}{2\left(\dfrac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1}+2\right)} \pm \mathrm{j}\cdot 0{,}866\right], \qquad (5.1)$$

unde s-a presupus că $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2$ și $\underline{Z}_0/\underline{Z}_1 = 3$.

$\underline{Z}_1$, $\underline{Z}_2$, $\underline{Z}_0$ sînt *impedanțele de succesiune directă*, respectiv *inversă* și *homopolară*.

Rețelele cu neutrul efectiv legat la pămînt au coeficientul $K_p \leqslant 0{,}8$, iar cele cu neutrul neefectiv legat la pămînt au $K_p > 0{,}8$.

5.1. STADIUL ACTUAL AL PROBLEMEI TRATĂRII NEUTRULUI

În conformitate cu prescripțiile în vigoare [25] neutrul rețelelor de medie tensiune din România, funcționează izolat la curenți de punere la pămînt $\leqslant$ 10 A, indiferent de tensiunea nominală a rețelei. Peste această valoare se adoptă legarea la pămînt prin bobină de stingere, în scopul reducerii curentului de punere la pămînt la locul defect.

Adoptarea acestui sistem a avut la bază următoarele considerațiuni:

— punerile la pămînt trecătoare să nu provoace declanșarea liniei respective;

— să fie posibilă funcționarea, pe durată limitată, cu o punere la pămînt stabilă;

— să se prevină creșterile de tensiune prea mari pe fazele sănătoase în timpul funcționării cu punere la pămînt.

Modul de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune nu are în prezent o soluție unitară în tehnica mondială. Se pot distinge mai multe tendințe dintre care se menționează următoarele:

a. **Neutrul legat direct la pămînt.** Este aplicat în rețelele din Marea Britanie și în majoritatea întreprinderilor de electricitate din S.U.A. (soluția anglo-saxonă). În ultimul timp această soluție a început să fie aplicată și în U.R.S.S.

b. **Neutrul legat la pămînt prin rezistență sau reactanță de mică valoare.** Se aplică generalizat în Franța și în unele zone din R.F. Germania, R.D.G., R.S.F.I., R.S.C.S., R.P.U., R.P.B., U.R.S.S. În ultimii ani această soluție a început să fie utilizată și în R.S. România datorită faptului că în rețelele de cabluri, în urma unor puneri la pămînt în aceste rețele, au apărut deteriorări de izolație care au provocat avarii cu urmări grave, explicate pe seama creșterii de tensiune.

c. **Neutrul legat la pămînt prin bobină de stingere,** procedeu aplicat în majoritatea țărilor din Europa și U.R.S.S.

d. **Funcționarea cu neutrul izolat** se aplică în Italia, în unele zone din R.D. Germania, R.S. România etc.

e. **Schema mixtă,** folosind soluțiile combinate *b* și *c* (soluție hibridă). Această soluție se aplică în R.F. Germania, R.S.C.S., R.S.F.I. etc.

Se menționează ca un element semnificativ faptul că literatura tehnică din ultimii ani din R.F.G., Italia, Austria, R.S.C.S., R.P.U., U.R.S.S., R.D.G. etc. este foarte bogată în publicații cu privire la problema tratării neutrului rețelelor de medie tensiune, pe cînd cea din Franța,

Anglia, S.U.A. nu se mai preocupă de acesată problemă. De aici se poate deduce că acolo unde s-a introdus legarea la pămînt directă sau prin rezistenţă a neutrului reţelelor de medie tensiune problema a primit o rezolvare satisfăcătoare, iar acolo unde nu s-a luat încă această decizie, situaţia reţelei provoacă greutăţi în exploatare.

În unele ţări ca R.F.Germania, R.P.U., R.S.F.I. etc. se remarcă tendinţa acestora de a trece parţial sau total la funcţionarea reţelei cu neutrul legat la pămînt prin rezistenţă sau reactanţă de mică valoare.

Aceasta se datoreşte avantajelor oferite de acest sistem şi anume [7, 14]:

— micşorarea supratensiunilor în timpul proceselor tranzitorii;
— simplitatea execuţiei dispozitivului de tratare;
— micşorarea numărului total al defectelor.

În R.F.G. se remarcă o dezvoltare a metodelor de tratare mixtă. Aceste metode folosesc bobina de stingere pentru efectul favorabil asupra defectelor trecătoare, şuntînd-o automat printr-o impedanţă limitatoare în scopul declanşării defectelor persistente.

Exemplul reţelelor franceze arată că în liniile electrice aeriene cu neutrul legat la pămînt prin rezistenţă, RAR elimină (procentual) tot atîtea defecte ca şi cele ce se autoelimină la liniile electrice în cablu cu neutrul izolat sau tratat prin bobină. Acest fapt a fost decisiv pentru introducerea sistemului de legare la pămînt prin rezistenţă în Franţa [22].

În tabelul 5.2 se compară diferite soluţii de tratare a neutrului şi a diferenţelor ce apar, extras după standardul TGL-20.445 din R.D.G

5.2. FENOMENELE ELECTRICE DE BAZĂ ÎN REŢELELE DE MEDIE TENSIUNE, ÎN FUNCŢIE DE MODUL DE TRATARE A NEUTRULUI

Într-o reţea trifazică primul defect al izolaţiei faţă de pămînt apare în mod independent de sistemul de tratare a neutrului. Diferenţierea reţelelor după modurile de tratare aplicate în reţea apare numai în legătură cu evoluţia fenomenelor, consecutiv momentului apariţiei primului defect [4].

5.2.1. CALCULUL IMPEDANTELOR CIRCUITULUI

Impedanţa circuitului de defect. La determinarea curentului şi tensiunii în timpul regimurilor de defect nesimetrice în reţelele de curent alternativ se utilizează metodele de calcul care folosesc *componentele simetrice*. Cele mai cunoscute au devenit componentele simetrice indicate în [1, 2].

Metoda componentelor simetrice conduce la descompunerea unui sistem asimetric de tensiuni sau curenţi în componentele sale simetrice de coincidenţă de fază denumit *sistem de succesiune directă*, de opoziţie de fază denumit *sistem de succesiune inversă* şi *sistemul de nul* sau *homopolar*.

Tabelul 5.2

Compararea diferitelor soluții de tratare a neutrului

Caracteristicile	Izolat	Legat la pămînt prin bobină de reactanță	Legat direct la pămînt	Legat la pămînt prin rezistență de mică valoare
Arcul provocat de punerea la pămînt	Se autostinge		Se elimină prin RAR	
Arc intermitent	Posibil	Nu este posibil		
Punere la pămînt de durată	Rețeaua poate fi exploatată în continuare cu punerea la pămînt		Linia defectă se deconectează automat.	
Detectarea punerilor la pămînt	Implică un sistem special de detectare		Poate fi realizată cu sisteme uzuale de protecție	
Supratensiuni tranzitorii la punerea la pămînt	pînă la 2,5 U_f		pînă la 1,8 U_f	(1,8—2,5)U_f
Ridicări de tensiune de durată	pînă la $\sqrt{3}U_f$ în întreaga rețea		pînă la 0,8 U_f în locul defect	(0,8—1,1)U_f în locul defect
Deconectarea punerilor la pămînt	Posibile oscilații rezonante	Revenirea lentă a tensiunii	Nu sînt fenomene deosebite	
Influența asupra liniilor de telecomunicații	Neînsemnată		Foarte mare	Redusă
Extindere rețea	Foarte limitată	Limitată	Nelimitată	
Investiții speciale	Nimic	Bobine de stingere	Măsuri de protecție în liniile de telecomunicații	Rezistență la punctul neutru

În cazul unei puneri la pămînt monofazate a conductorului fazei R, va circula spre pămînt un curent de defect așa cum rezultă din fig. 5.3,*a*. Curentul de defect I_{pp} este în acest caz egal cu valoarea curentului capacitiv de punere la pămînt. El depinde de tipul de legare la pămînt a neutrului rețelei.

În cazul unei puneri la pămînt fără rezistență, tensiunea $\underline{U}_{R0}$ la locul de defect este egală cu zero. Dacă aceste condiții se introduc în ecuațiile fundamentale cunoscute ale componentelor simetrice se obține :

$$\underline{U}_{R0} = \underline{U}_0 + \underline{U}_1 + \underline{U}_2 = 0, \qquad (5.2\ a)$$

$$\underline{U}_{S0} = \underline{U}_0 + a^2\underline{U}_1 + a\underline{U}_2, \qquad (5.2\ b)$$

$$\underline{U}_{T0} = \underline{U}_0 + a\underline{U}_1 + a^2\underline{U}_2, \tag{5.2c}$$

$$\underline{I}_R = \underline{I}_0 + \underline{I}_1 + \underline{I}_2 = \underline{I}_{pp}, \tag{5.3a}$$

$$\underline{I}_S = \underline{I}_0 + a^2\underline{I}_1 + a\underline{I}_2 = 0, \tag{5.3b}$$

$$\underline{I}_T = \underline{I}_0 + a\underline{I}_1 + a^2\underline{I}_2 = 0, \tag{5.3c}$$

în care „a" este un operator care rotește o mărime vectorială cu $\frac{2\pi}{3}$

$a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$; $a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$.

Din ecuațiile (5.3b) și (5.3c) decurge că în acest caz trebuie să avem

$$\underline{I}_{1R} = \underline{I}_{2R} = \underline{I}_{0R}. \tag{5.4}$$

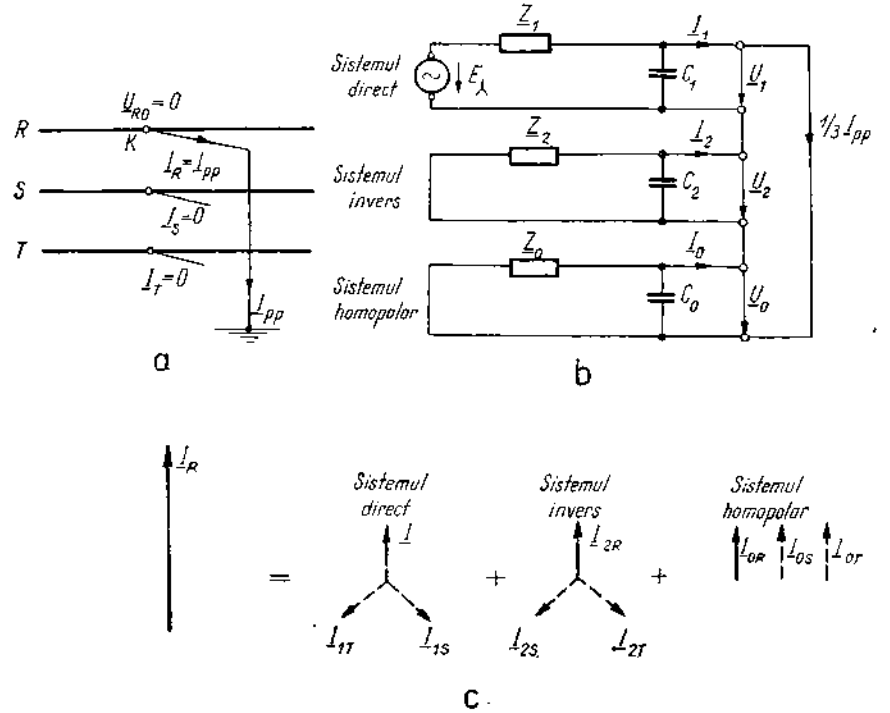


Fig. 5.3. Schema principială pentru calculul punerii la pământ monofazate cu ajutorul componentelor simetrice:

a — schema principială a rețelei; *b* — rețeaua de componente simetrice; *c* — diagrama vectorială a componentelor simetrice.

Din ecuația (5.3a) rezultă în continuare

$$\underline{I}_{pp} = \underline{I}_R = 3\underline{I}_1 = 3\underline{I}_2 = 3\underline{I}_0. \tag{5.5}$$

Fig. 5.3, *b* redă legătura între componentele rețelei care satisfac relațiile (5.2a) și (5.4).

În diagrama vectorială din fig. 5.3, *c* este reprezentată descompunerea curentului $\underline{I}_R = \underline{I}_{pp}$ în componentele sale simetrice. Dacă recompunem componentele conform relațiile (5.3) atunci curenții $\underline{I}_S$ și $\underline{I}_T$ vor fi egali cu zero, lucru ce se poate demonstra cu ușurință.

Expresiile de calcul a mărimilor tensiunilor și curenților sistemelor trifazate în regimuri nesimetrice sînt următoarele

$$\left.\begin{aligned}
\underline{U}_{R0} &= \underline{U}_R - \underline{U}_0 = U_f \frac{(1-a^2)\underline{Y}_S + (1+a)\underline{Y}_T + \underline{Y}_0}{\underline{Y}_R + \underline{Y}_S + \underline{Y}_T + \underline{Y}_0}, \\
\underline{U}_{S0} &= \underline{U}_S - \underline{U}_0 = U_f \frac{(a^2-1)\underline{Y}_R + (a^2-a)\underline{Y}_T + a^2\underline{Y}_0}{\underline{Y}_R + \underline{Y}_S + \underline{Y}_T + \underline{Y}_0}, \\
\underline{U}_{T0} &= \underline{U}_T - \underline{U}_0 = U_f \frac{(a-1)\underline{Y}_R + (a-a^2)\underline{Y}_S + a\underline{Y}_0}{\underline{Y}_R + \underline{Y}_S + \underline{Y}_T + \underline{Y}_0}.
\end{aligned}\right\} \tag{5.6}$$

$$\left.\begin{aligned}
\underline{I}_R &= \underline{U}_{R0}\underline{Y}_R, \\
\underline{I}_S &= \underline{U}_{S0}\underline{Y}_S, \\
\underline{I}_T &= \underline{U}_{T0}\underline{Y}_T.
\end{aligned}\right\} \tag{5.7}$$

$$\underline{U}_0\underline{Y}_0 = \underline{I}_R + \underline{I}_S + \underline{I}_T. \tag{5.8}$$

Impedanța de succesiune directă și cele de succesiune inversă sînt diferite numai la mașinile rotative. Dacă aceste mașini nu sînt conectate direct la rețea ci prin intermediul transformatoarelor atunci aceste impedanțe pot fi considerate egale ($\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2$).

Impedanța de regim. În regim neperturbat și la sarcină simetrică modul de tratare a punctului neutru al rețelei nu are influență asupra curenților și tensiunilor. În acest caz este indiferent dacă punctul de nul al rețelei rămîne izolat sau dacă el este legat la pămînt direct sau printr-o impedanță. Punctul de nul ca punct de simetrie are practic potențialul pămîntului. Dacă se face o legătură între punctul de nul și pămînt în această legătură nu va circula nici un curent în regim normal.

Impedanța care limitează curenții normali de regim este numită *impedanță de regim* $\underline{Z}_R$, sau conform metodei componentelor simetrice, *impedanța de succesiune directă* $\underline{Z}_1$.

Ea poate fi măsurată dacă se aplică o tensiune trifazică U_λ determinîndu-se curentul de linie I_L (fig. 5.4, *a*).

Impedanța de succesiune directă $\underline{Z}_1$ se obține din ecuația

$$\underline{Z}_1 = \frac{\underline{U}_R}{\underline{I}_L} = \frac{\underline{U}_\lambda}{\underline{I}_L}. \tag{5.9}$$

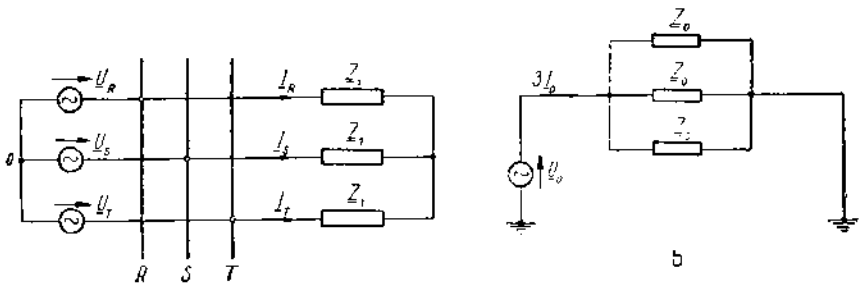


Fig. 5.4. Schema principială pentru măsurarea impedanțelor:
a — impedanța de regim; b — impedanța de nul.

Impedanța homopolară. În cazul unui defect, cînd izolația față de pămînt este străpunsă, modul de tratare al punctului de nul este de importanță hotărîtoare pentru nivelul curentului de punere la pămînt și a solicitărilor la tensiune. Va apare în acest caz o deplasare a tensiunii punctului de nul și ca urmare apar curenți suprapuși care au aceiași direcție pe cele trei faze și care vor trebui să se reîntoarcă prin pămînt, denumiți *curenți homopolari*.

Impedanța care limitează acești curenți este impedanța homopolară (de nul) $\underline{Z}_0$. Ea se determină conform fig. 5.4, *b* prin scurtcircuitarea la ambele capete a celor trei faze ale unei linii electrice și aplicîndu-se între unul dintre punctele de stea formată în acest mod și pămînt, o sursă de tensiune monofazată $\underline{U}_0$ și se măsoară curentul total $3\underline{I}_0$.

Impedanța homopolară se obține raportată la o fază pe baza relației

$$\underline{Z}_0 = \frac{\underline{U}_0}{\underline{I}_0}. \tag{5.10}$$

O rețea de curent alternativ cu pămînt drept conductor de întoarcere conform fig. 5.5 poate fi modelată și printr-o rețea cu patru conductoare. În acest caz celor trei conductoare li se atribuie impedanța de succesiune directă $\underline{Z}_1$, iar conductorului de întoarcere prin pămînt impedanța $\underline{Z}_p$.

Dacă în această rețea echivalentă se măsoară impedanța homopolară atunci tensiunea $\underline{U}_0$ se compune din căderea de tensiune pe impedanța

de succesiune directă $\underline{Z}_1$ și pe impedanța $\underline{Z}_p$ al celui de al patrulea conductor, conform relației

$$\underline{U}_0 = \underline{I}_0\underline{Z}_1 + 3\underline{I}_0\underline{Z}_p. \tag{5.11}$$

De aici rezultă

$$\underline{Z}_0 = \underline{Z}_1 + 3\underline{Z}_p. \tag{5.12}$$

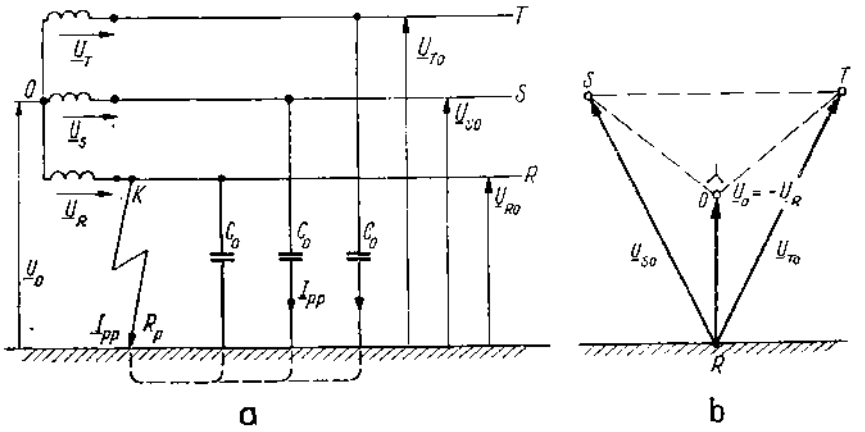


Fig. 5.5 Schema principială a unei rețele cu o punere la pămînt cu neutrul izolat: *a* — schema rețelei; *b* — diagrama vectorială.

Impedanța $\underline{Z}_p$ conține eventual și impedanța dintre punctul neutru al transformatorului și pămînt.

În general, impedanța $\underline{Z}_p$ se determină conform relației

$$\underline{Z}_p = \frac{1}{3}(\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1). \tag{5.13}$$

Impedanța homopolară a transformatoarelor depinde de grupa de conexiuni a transformatorului, de construcția miezului și de mărimea curentului de nul, întrucît fluxul magnetic generat de curenții de nul se închid parțial prin cuva transformatorului. În rețelele de joasă tensiune se utilizează, de obicei, transformatoare cu conexiunea *stea—zig zag* la care impedanța de nul reprezintă numai circa 10 % din impedanța de succesiune directă.

La transformatoarele cu înfășurările *stea-triunghi* impedanța homopolară este mai mică decît impedanța de succesiune directă, dacă înfășurarea în triunghi este aplicată pe miezul transformatorului. Dacă însă înfășurarea în triunghi este în exterior, atunci $\underline{Z}_0$ și $\underline{Z}_1$ sînt egale.

La transformatoarele *stea-stea* ale căror înfășurări de compensație în triunghi sînt situate pe miez, fiind dimensionate pentru o treime din puterea nominală de transfer, avem $\underline{Z}_0 > \underline{Z}_1$.

Impedanțele homopolare ale transformatoarelor stea-stea fără înfășurare de compensație sînt mult mai mari decît impedanțele de succesiune directă ale acestora.

Impedanța homopolară a cablurilor de curent alternativ depinde foarte mult de secțiunea conductoarelor, de tipul de construcție al cablului și, în special, de armătura de fier. La cablurile de medie tensiune cu armătură de fier închisă din punct de vedere magnetic sau la pozarea în tuburi de oțel, impedanța homopolară poate crește pînă la aproximativ de 10 ori față de valoarea impedanței de succesiune directă.

Imepedanța homopolară depinde foarte mult de conductibilitatea solului și, în special de densitatea de pozare a conductelor de apă din vecinătate, a șinelor de cale ferată etc.

Impedanța homopolară a generatoarelor de curent alternativ reprezintă, de cele mai multe ori, mai puțin de 30% din reactanța subtranzitorie care definește curentul de scurtcircuit inițial.

O legare la pămînt directă a punctului de stea al generatorului se va evita pe cît posibil, deoarece generatorul va fi solicitat de curenții de scurtcircuit cu punere monofazată la pămînt, mult mai mult decît în cazul scurtcircuitului trifazic.

La rețelele de cabluri, generatoarele nu sînt de regulă, legate galvanic cu rețeaua, iar punctul de stea al acestora nu poate fi utilizat pentru o legare la pămînt pe rezistență mică.

5.2.2. CALCULUL CURENTULUI DE DEFECT LA PĂMÎNT ȘI AL TENSIUNILOR

Schema de principiu după care se poate calcula curentul ce apare la primul defect la pămînt în rețea este reprezentată în fig. 5.6.

Relația generală de calcul a curentului $\underline{I}_{pp}$ este

$$\underline{I}_{pp} = 3\underline{I}_0 = \frac{3U_f}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_p} = \frac{3U_f}{2\underline{Z}_1 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_p}, \qquad (5.14)$$

unde:

U_f este tensiunea de serviciu de fază la barele de MT ale rețelei respective, în V;

$\underline{Z}_1$ — impedanța rezultantă de succesiune directă, în Ω;

$\underline{Z}_2$ — impedanța rezultantă de succesiune inversă, egală cu cea de succesiune directă $\underline{Z}_1$, în Ω;

$\underline{Z}_0$ — impedanța de succesiune homopolară, în Ω;

$\underline{Z}_p$ — impedanța la locul de defect, în Ω.

Pentru cazul rețelei din fig. 5.6, impedanța homopolară $\underline{Z}_0$ are următoarea expresie

$$\underline{Z}_0 = \underline{Z}_0^R + \frac{\underline{Z}_0^T + 3\underline{Z}_n}{(\underline{Z}_0^T + 3\underline{Z}_n)\,\underline{Y}_0 + 1}, \qquad (5.15)$$

deoarece impedanța $\underline{Z}_0^T + 3\underline{Z}_n$ este în paralel cu admitanța $\underline{Y}_0$,

în care : $\underline{Z}_0^T$ este impedanța homopolară a transformatorului de alimentare ;

$\underline{Z}_n$ — impedanța pe nulul transformatorului ;

$\underline{Z}_0^R$ — impedanța homopolară a rețelei între stația de MT și locul de defect ;

$\underline{Y}_0$ — admitanța corespunzătoare capacității și conductanței de izolație a fazelor rețelei față de pământ.

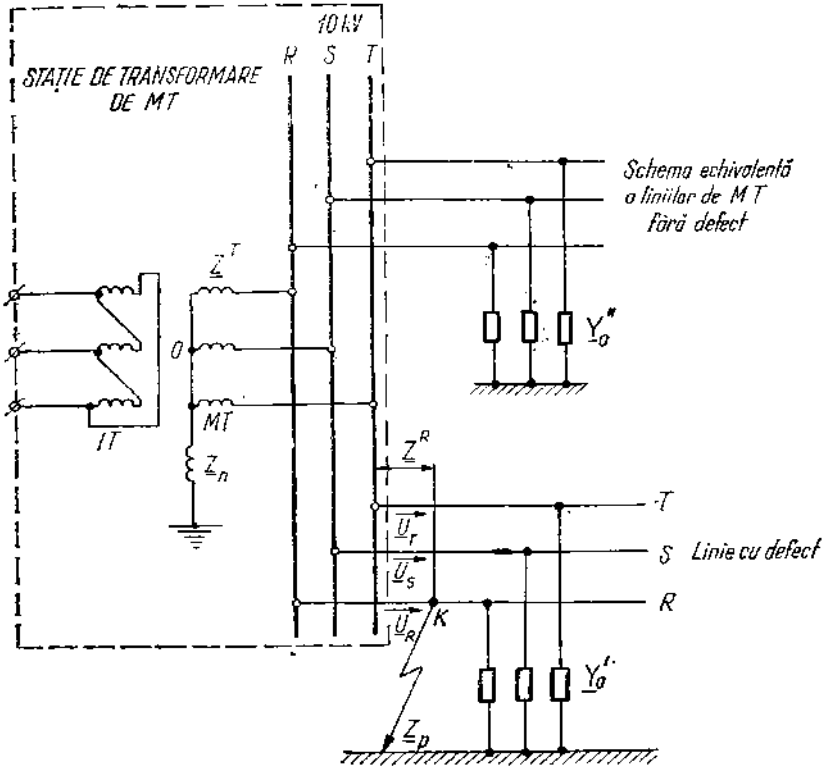


Fig. 5.6 Schema de calcul a curentului de defect monofazat.

Admitanța rețelei $\underline{Y}_0$ se determină cu relația

$$Y_0 = g_\Sigma + j\omega C_\Sigma \text{ [S]}, \tag{5.16}$$

în care : g_Σ este conductanța întregii rețele legată galvanic ;

C_Σ — capacitatea de fază a întregii rețele legată galvanic.

Dacă se consideră că înaintea apariției defectului rețeaua a avut conductanțe și capacități egale pe fază, înlocuind valoarea lui $\underline{Z}_0$ din

expresia (5.15) în expresia (5.14), se obține valoarea curentului de defect din rețeaua de MT, conform relației

$$\underline{I}_{pp} = 3\underline{I}_0 = \frac{3U_f}{2(\underline{Z}_1^T + \underline{Z}_1^R) + \dfrac{\underline{Z}_0^T + 3\underline{Z}_n}{(\underline{Z}_0^T + \underline{Z}_n)\,\underline{Y}_0 + 1} + \underline{Z}_0^R + 3\underline{Z}_p}, \quad (5.17)$$

unde:

$\underline{Z}_1^T$ este impedanța echivalentă de succesiune directă a transformatorului de alimentare IT/MT;

$\underline{Z}_1^R$ — impedanța de succesiune directă a rețelei între stația de MT și locul de defect K.

Neglijînd pierderile active prin izolație ($g_\Sigma \approx 0$) și considerînd impedanța la locul de defect rezistivă ($\underline{Z}_p = R_p$), relația (5.17) devine:

$$\underline{I}_{pp} = 3\underline{I}_0 = \frac{3U_f[1 + j\omega C_\Sigma (3\underline{Z}_n + \underline{Z}_0^T)}{3\underline{Z}_n + \underline{Z}_0^T + [2(\underline{Z}_1^T + \underline{Z}_1^R) + \underline{Z}_0^R + 3R_p][1 + j\omega C_\Sigma(\underline{Z}_0^T + 3\underline{Z}_n)]}. \quad (5.18)$$

Relația (5.18) este expresia cea mai generală a curentului de scurtcircuit monofazat, cu punere la pământ, neutrul fiind tratat cu o impedanță oarecare $\underline{Z}_n$.

Din această relație generală se pot deduce valorile curentului de defect pentru cazul rețelelor cu neutrul izolat ($\underline{Z}_n = \infty$), legat la pământ direct ($\underline{Z}_n = 0$), printr-o rezistență de limitare ($\underline{Z}_n = R_n \neq 0$) sau compensat $[1 + j\,\omega\,C_\Sigma\,(2\underline{Z}_n + \underline{Z}_0^T)] = 0$.

Tensiunea fazelor R, S, T și a neutrului se calculează în felul următor:

Tensiunea fazei cu defect R la locul defectului este

$$\underline{U}_R = R_p\underline{I}_{pp} = \frac{3U_f R_p}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3R_p}.$$

Tensiunile pe fazele sănătoase se deduc în felul următor

$$\left.\begin{aligned} \underline{U}_S &= U_f\left[a^2 - \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{2\underline{Z}_1 + \underline{Z}_0 + 3R_p}\right], \\ \underline{U}_T &= U_f\left[a - \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{2\underline{Z}_1 + \underline{Z}_0 + 3R_p}\right]. \end{aligned}\right\} \quad (5.19)$$

Tensiunea nulului

$$\underline{U}_0 = \underline{Z}_0\underline{I}_{0n} = \frac{\underline{Z}_n\underline{Z}_0}{3\underline{Z}_n + \underline{Z}_0^T}\,\underline{I}_0.$$

Relațiile (5.18) și (5.19) ne permit să determinăm curenții de scurtcircuit și tensiunile ce au loc într-o rețea de medie tensiune în cazul unui scurtcircuit monofazat pentru oricare din metodele folosite pentru tratarea neutrului.

Dacă se consideră $R_p = 0$ relațiile (5.19) se simplifică în felul următor:

$$\left.\begin{aligned}
&\underline{U}_R = 0;\\
&\underline{U}_S = -1{,}5\,U_f\left[\frac{\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1}}{2+\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1}} + \mathrm{j}\frac{\sqrt{3}}{3}\right];\\
&\underline{U}_T = -1{,}5\,U_f\left[\frac{\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1}}{2+\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1}} - \mathrm{j}\frac{\sqrt{3}}{3}\right];\\
&\underline{U}_0 = U_f\left[\frac{1-\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1}}{2+\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1}}\right].
\end{aligned}\right\} \qquad (5.20)$$

Soluționînd sistemul de ecuații (5.20) se pot obține variațiile tensiunilor $\underline{U}_S$, $\underline{U}_T$ și $\underline{U}_0$, în funcție de parametrul $\underline{Z}_0/\underline{Z}_1$.

Variațiile raporturilor $k_S = \underline{U}_S/U_f$, $k_T = \underline{U}_T/U_f$, și $k_0 = \underline{U}_0/U_f$ se calculează în funcție de unghiul între impedanța complexă echivalentă de succesiune directă și homopolară ($\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_2$) și de raportul $\underline{Z}_0/\underline{Z}_1$.

În fig. 5.7 se dă variația raportului k_S funcție de unghiul între impedanța complexă echivalentă de succesiune directă și homopolară și de raportul $\underline{Z}_0/\underline{Z}_1$ [32].

5.3. REȚELE CU NEUTRUL IZOLAT

În rețeaua cu neutrul izolat $\underline{Z}_n = \infty$.

În fig. 5.8, *a* este prezentată schema de calcul a unei rețele cu neutrul izolat, rețea cu largă utilizare pentru tensiuni medii de 6—20 kV. În astfel de rețele, de regulă capacitățile între faze și pămînt C_R, C_S, C_T sînt egale, iar conductanțele (pierderile prin izolații) g_R, g_S, g_T sînt neglijabile.

Pentru regimul normal (rețeaua simetrică înainte de defect), rezultă următoarele relații între diferitele mărimi care intervin în calcule:

$$\underline{U}_R = \underline{U}_S = U_f; \quad \underline{U}_0 = 0. \qquad (5.21)$$

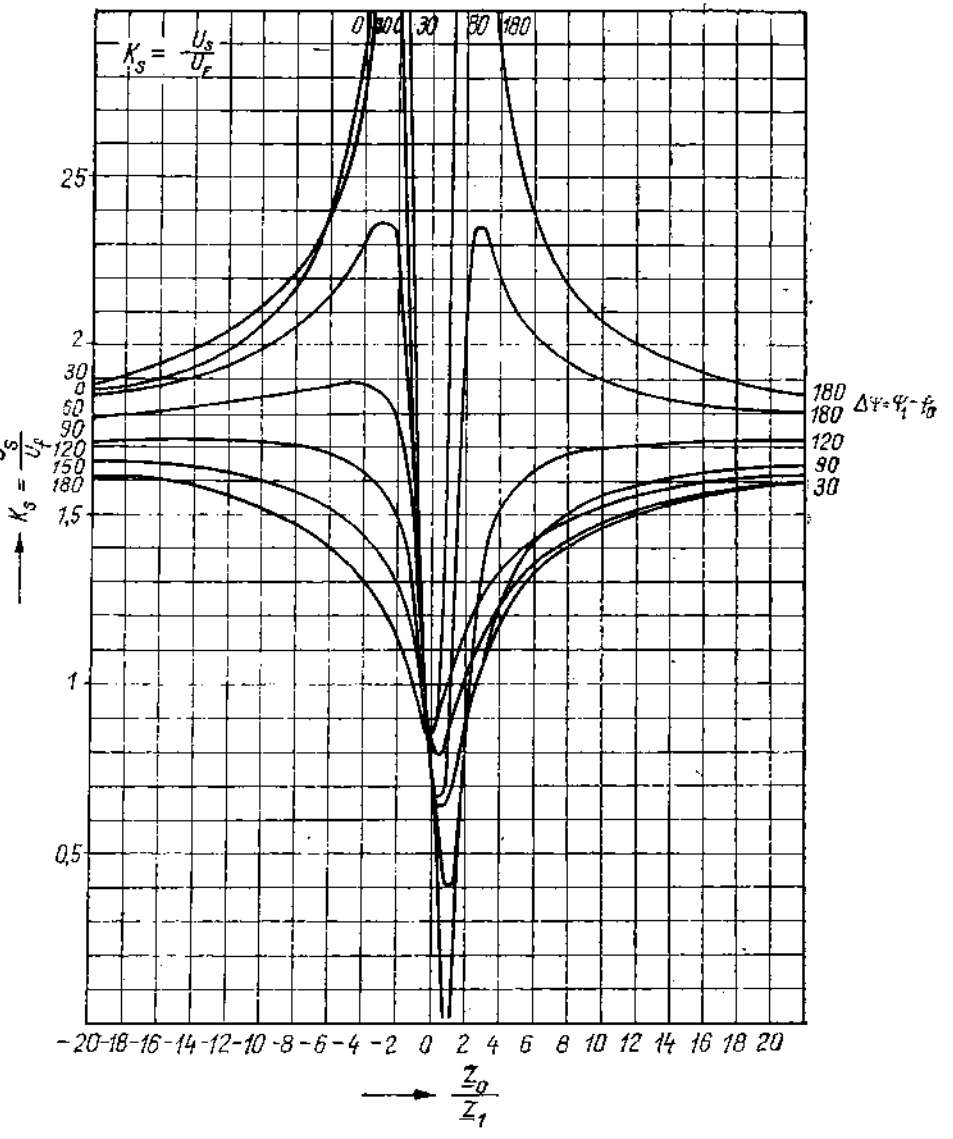


Fig. 5.7. Variația raportului $K_S = \frac{U_S}{U_f}$ funcție de unghiul între impedanța complexă echivalentă de succesiune directă și homopolară ($\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_0$) și de raportul $\frac{Z_0}{Z_1}$.

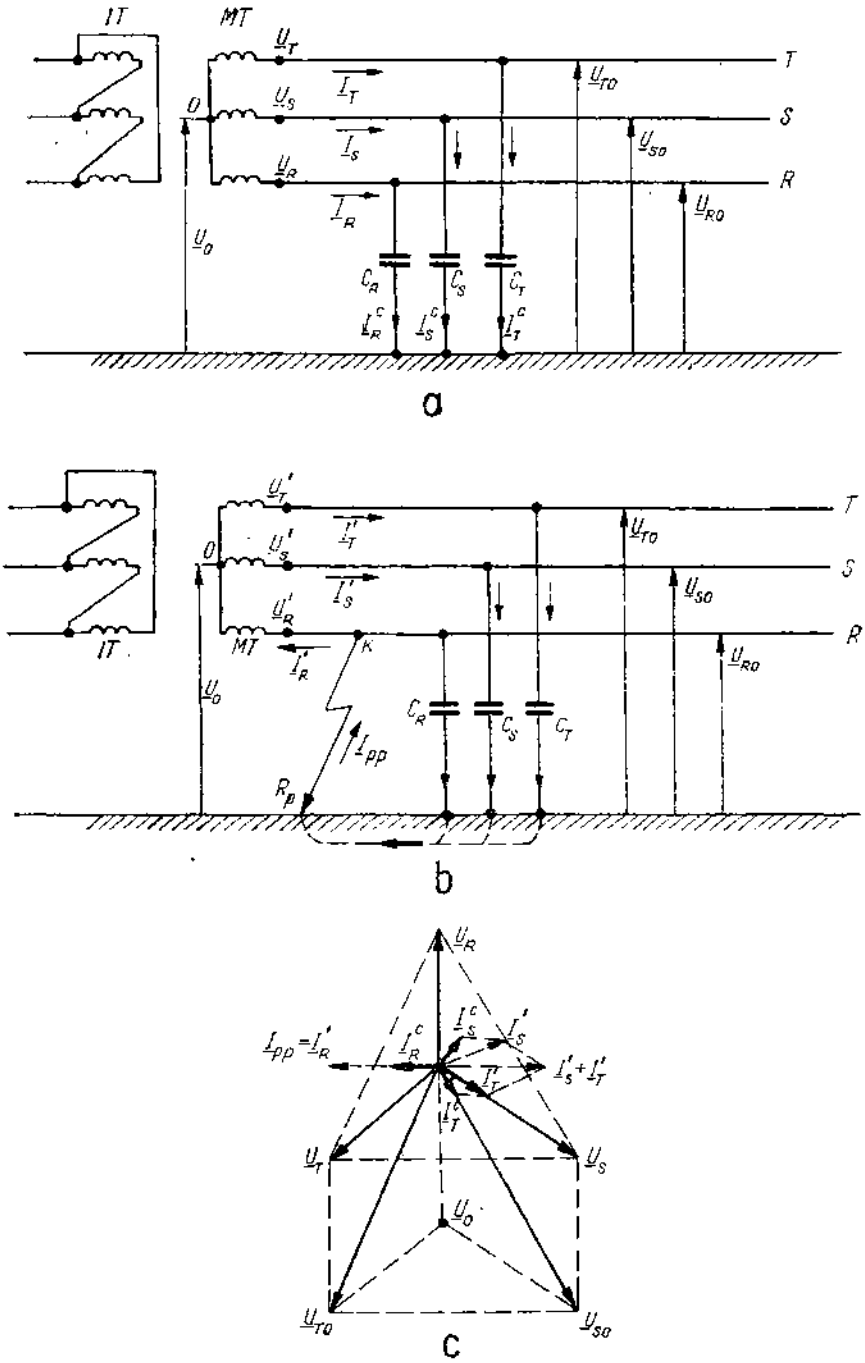


Fig. 5.8. Schema de calcul a rețelei cu neutrul izolat:

a — regim normal; *b* — regim de avarie (scurtcircuit monofazat pe faza *R*); *c* — diagrama vectorială a curenților și tensiunilor.

în care U_f este modulul tensiunii de serviciu pe fază la barele de MT ale rețelei respective, în kV.

$$\underline{I}_R = \underline{I}_S = \underline{I}_T = \underline{I}_f; \quad \underline{I}_R + \underline{I}_S + \underline{I}_T = \underline{I}_0 = 0; \tag{5.22}$$

$$C_R = C_S = C_T, \text{ respectiv, } \underline{Y}_R = \underline{Y}_S = \underline{Y}_T = j\omega C_\Sigma, \tag{5.23}$$

unde C_Σ este capacitatea pe fază a întregii rețele legate galvanic, în μF.
Se consideră $R_p = 0$.

În cazul punerii la pământ a unei faze în punctul K (fig. 5.8, *b*), rezultă următoarele condiții de calcul pentru curentul de defect

$$\underline{Y}_R = \infty; \quad \underline{U}_{R0} = 0; \quad \underline{I}_{pp} = \underline{I}'_R = -(\underline{I}'_S + \underline{I}'_T). \tag{5.24}$$

Ținînd seama de relațiile (5.22) și (5.23) se obține valoarea curentului de defect.

$$\underline{I}_{pp} = 3\underline{I}_0 = j\,\omega\,3C_\Sigma U_f. \tag{5.25}$$

În acest caz

$$\underline{U}_0 = U_f; \quad \underline{U}_{S0} = \underline{U}_{T0} = \sqrt{3}\,U_f. \tag{5.26}$$

Rezultă că, în cazul punerii simple la pământ a unei faze, mărimea curentului la locul defect depinde numai de capacitățile fazelor față de pământ, tensiunea și frecvența rețelei.

Dacă se ține seama de pierderile transversale deci $R_p \neq 0$, $g_\Sigma \neq 0$ (conductanța pe fază a rețelei legată galvanic la barele de MT), atunci curentul de defect capătă valoarea

$$\underline{I}_{pp} = \frac{3(g_\Sigma + j\omega C_\Sigma)\,U_f}{1 + 3(g_\Sigma + j\omega C_\Sigma)\,R_p}. \tag{5.27}$$

Luarea în considerare a nesimetriilor în rețea ($C_R \neq C_S \neq C_T$; $\underline{U}_R \neq \underline{U}_S \neq \underline{U}_T$) duce la valori diferite pentru $\underline{I}_{pp}$ la fazele rețelei.

În cazul în care rețeaua lucrează cu neutrul izolat datorită nesimetriei capacităților, pe punctul neutru al rețelei poate apare o tensiune de nesimetrie $\underline{U}_0$ a cărei valoare este dată de relația

$$\underline{U}_0 = U_f \frac{j\omega C_R + a^2 j\omega C_S + a j\omega C_T}{j\omega(C_R + C_S + C_T) + g_\Sigma}. \tag{5.28}$$

Gradul de nesimetrie μ_0 în procente, în ipoteza că $\alpha = 0$ (coeficientul de amortizare al rețelei $\alpha = \dfrac{g_\Sigma}{\omega C_\Sigma}$) este

$$|\mu_0| = \frac{\underline{U}_0}{U_f} 100 = \left| \frac{C_R + a^2 C_S + a C_T}{C_R + C_S + C_T} \right| 100. \tag{5.29}$$

Pentru rețelele aeriene gradul de nesimetrie μ_0 e cuprins între 0,5 și 5 % valorile mai mari fiind valabile pentru coronamentele asimetrice (linii cu dublu circuit cu așezarea pe verticală a conductoarelor etc.).

Tensiunea de deplasare a punctului neutru, în cazul punerii la pămînt a unei faze, este egală cu tensiunea pe fază, $\underline{U}_0 = U_f$, așa cum se vede din diagrama vectorială a curenților și tensiunilor prezentate în fig. 5.8, *c*. Tensiunile de linie ale celor trei faze rămîn însă neschimbate. Curenții de defect în general au valori scăzute în comparație cu curenții de sarcină. Din aceste motive rețelele de distribuție cu neutrul izolat asigură mai departe, pe un timp limitat, continuitatea alimentării consumatorilor ceea ce reprezintă, dealtfel, și marele avantaj al acestei soluții. Totuși, pentru a evita funcționarea de durată a rețelelor de cabluri cu neutrul izolat în regim de punere la pămînt (fapt care ar putea avea consecințe grave asupra duratei de serviciu precum și posibilitatea dezvoltării defectului în scurtcircuite polifazate) este necesar să se prevadă instalații speciale de control și avertizare asupra stării izolației.

În general, se recomandă ca un defect de punere monofazată la pămînt care a fost depistat să fie înlăturat cît mai repede. Unele prescripții admit o funcționare în regim de punere monofazată la pămînt de maxim 30 min.

În rețelele cu neutrul izolat este important de determinat valoarea curentului prin pămînt în cazul defectelor duble (fig. 5.9).

În aceste cazuri se consideră $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2$, iar pentru punerile la pămînt directe $\underline{Z}_R = \underline{Z}_S = 0$, ceea ce simplifică mult calculul.

Pentru o linie cu simplu circuit alimentată de la un capăt (fig. 5.9,*a*) valoarea curentului prin pămînt se calculează cu relația

$$\underline{I}_{pp} = \frac{-\mathrm{j}\,3\sqrt{3}\,U_f}{3(\underline{Z}_{1a} + \underline{Z}_{2a}) + \underline{Z}_{1b} + \underline{Z}_{2b} + \underline{Z}_{0b} + 3(\underline{Z}_R + \underline{Z}_S)}.$$

În cazul unei linii cu dublu circuit alimentată de la un capăt (fig. 5.9, *b*) atunci

$$\underline{I}_{pp} = \frac{-\mathrm{j}\,3\sqrt{3}\,U_f}{3(\underline{Z}_{1a} + \underline{Z}_{2a}) + \underline{Z}_{1c} + \underline{Z}_{1d} + \underline{Z}_{2c} + \underline{Z}_{2d} + \underline{Z}_{0c} + \underline{Z}_{0d} + 3(\underline{Z}_R + \underline{Z}_S)}.$$

Pentru o linie cu simplu circuit alimentată de la două capete (fig. 5.9, *c*) valoarea curentului prin pămînt este dată de relația

$$\underline{I}_{pp} = \frac{-\mathrm{j}\,3\sqrt{3}\,U_f}{3(\underline{Z}_R + \underline{Z}_S) + \dfrac{3\underline{Z}_{1f}\cdot\underline{Z}_{1g} + (\underline{Z}_{1f} + \underline{Z}_{1g})\underline{Z}_{1h}}{\underline{Z}_{1f} + \underline{Z}_{1g} + \underline{Z}_{1h}} + \dfrac{3\underline{Z}_{2f}\cdot\underline{Z}_{2g} + (\underline{Z}_{2f} + \underline{Z}_{2g})\underline{Z}_{2h}}{\underline{Z}_{2f} + \underline{Z}_{2g} + \underline{Z}_{2h}}}.$$

Semnificațiile simbolurilor sînt date în fig. 5.9.

Ca dezavantaje ale rețelelor cu neutrul izolat se menționează:

— posibilitatea apariției unor supratensiuni prelungite [5] avînd valori de pînă la 3,5 U_f;

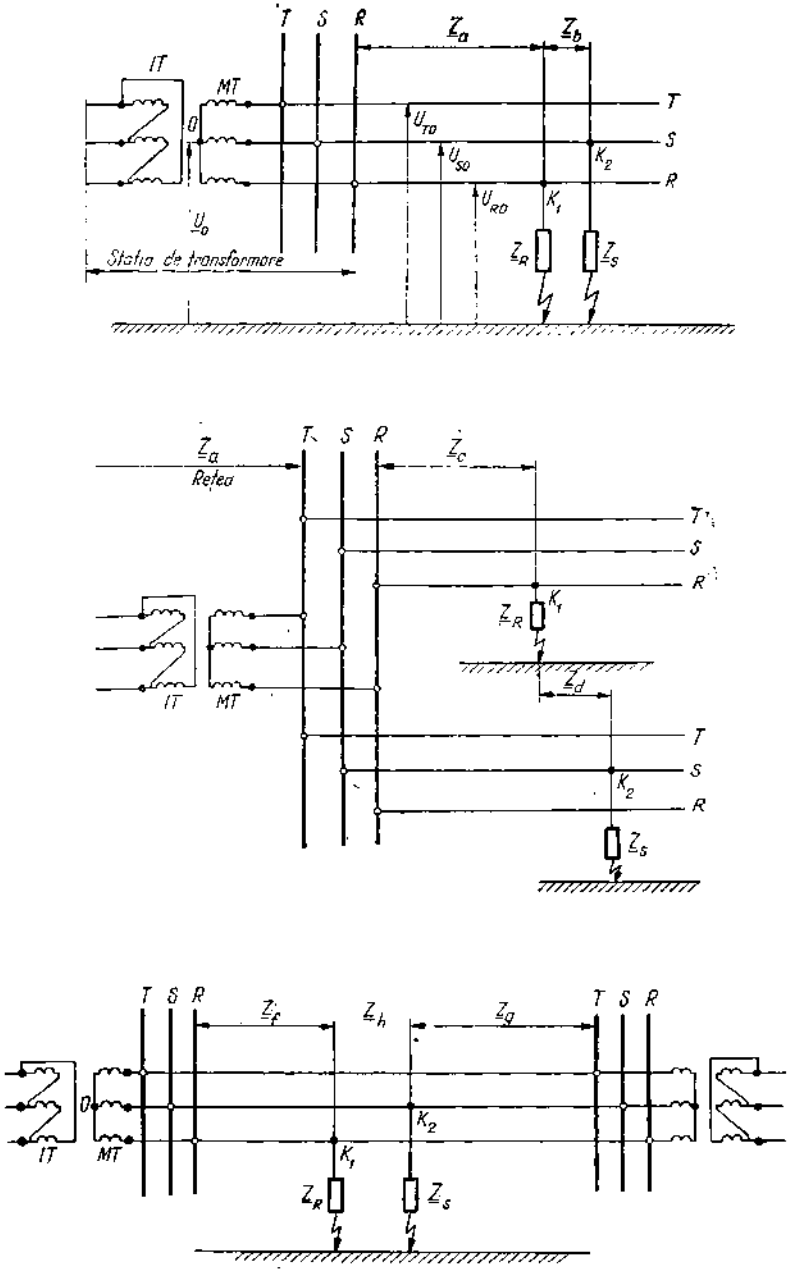


Fig. 5.9. Rețele cu neutrul izolat. Puneri duble la pământ :

a — linie cu simplu circuit alimentată de la un capăt; *b* — linie cu dublu circuit alimentată de la un capăt; *c* — linie cu simplu circuit alimentată de la două capete.

— funcționarea neselectivă a protecției în anumite cazuri de puneri duble la pămînt sau defecte polifazate;

— influențe importante asupra liniilor de telecomunicații și valori ridicate pentru tensiunile de atingere și de pas în apropierea locului de defect.

Supratensiunile prelungite, proprii rețelelor cu neutrul izolat, în cazul atingerii accidentale a unei faze cu pămîntul au următoarele caracteristici:

— Aceste supratensiuni au un caracter permanent, în timpul cît durează arcul sau contactul la pămînt accidental. Ele sînt însoțite de un fenomen tranzitoriu la început și unul la sfîrșit, identice ca natură cu fenomenele de comutație, putînd da naștere la supratensiunile respective.

— Cauza lor este datorată, în principal, reacției indusului și de aceea pot fi considerate ca rezultatul unei autoexcitări a generatoarelor, datorită introducerii capacităților homopolare în momentul punerii la pămînt a unei faze.

— O circulație mărită a armonicilor va însoți producerea acestor supratensiuni.

— Ordinea de mărime a supratensiunii nu este mare în rețelele moderne. Parametri care pot orienta asupra mărimi acestor supratensiuni sînt următorii:

— puterile de scurtcircuit permanent;

— capacitatea homopolară a rețelei.

Supratensiunile se măresc atunci cînd puterile homopolare cresc, dar scad cu mărirea puterilor de scurtcircuit.

Se poate afirma că în trecut, rețelele de medie tensiune cu neutrul izolat, mai numeroase ca azi, aveau o condiție favorabilă apariției supratensiunii din cauza puterilor mici de scurtcircuit permanent.

Azi rețelele cu neutrul netratat sînt rare, dar cele ce au rămas cu neutrul izolat, au puteri de scurtcircuit mai mari ca în trecut. Ordinea de mărime a supratensiunii este în general mică (în jurul cifrei 2). Se pot obține valori mai ridicate în rețelele mari de cabluri cu capacități homopolare foarte importante. În aceste rețele trebuie studiată posibilitatea apariției supratensiunilor prelungite.

5.4. REȚELE CU NEUTRUL LEGAT DIRECT LA PĂMÎNT

În fig. 5.10 se prezintă schema de calcul a rețelei cu neutrul legat rigid la pămînt $\underline{Z}_n = 0$, în cazul unui scurtcircuit monofazat pe faza R.

Presupunînd punerea la pămînt netă (rezistența arcului nulă) $R_p = 0$ și curenții capacitivi neglijabili, curentul de defect capătă valoarea:

$$\underline{I}_{pp} = \underline{I}_{sc.c}^{(1)} = \frac{3U_f}{2\underline{Z}_1 + \underline{Z}_0}. \tag{5.30}$$

În aceste rețele se înregistrează valori deosebit de ridicate pentru curentul de defect. Practic, curentul de scurtcircuit monofazat depinde numai de impedanța sursei de alimentare, putînd depăși în anumite situații

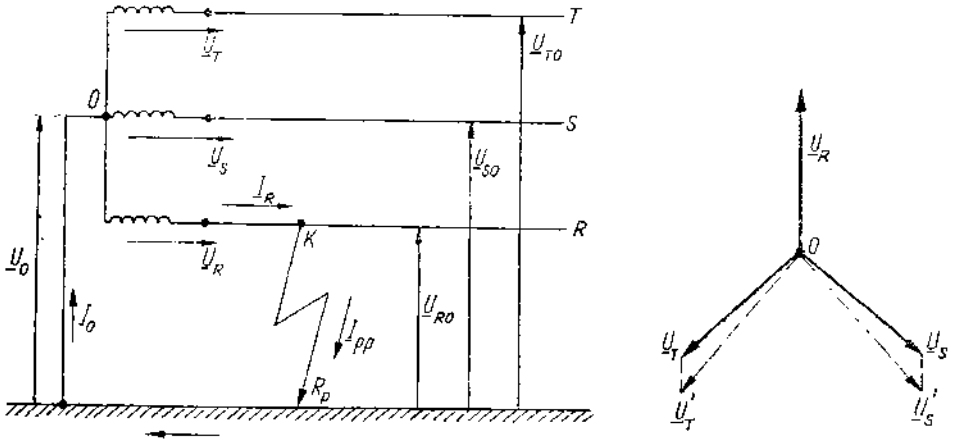


Fig. 5.10. Schema de calcul a rețelei cu neutrul legat direct la pămînt:
a — schema principială a rețelei; *b* — diagrama vectorială a tensiunilor.

valoarea curentului de scurtcircuit trifazic (dacă în nodul respectiv $\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1} < 1$).

Valorile tensiunilor și curenților vor fi următoarele:

$$\left.\begin{aligned} &\underline{U}_R = 0; \\ &\underline{U}_S = U_f\left[a^2 - \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{2\underline{Z}_1 + \underline{Z}_0}\right]; \\ &\underline{U}_T = U_f\left[a - \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{2\underline{Z}_1 + \underline{Z}_0}\right]; \\ &\underline{U}_0 = 0; \end{aligned}\right\} \qquad (5.31)$$

$$\left.\begin{aligned} &\underline{I}_R = \underline{U}_R\underline{Y}_0; \\ &\underline{I}_S = \underline{I}_T \approx 0. \end{aligned}\right\} \qquad (5.32)$$

Se desprind următoarele concluzii mai importante din analiza relațiilor (5.31) și (5.32):

— mărimea curentului de scurtcircuit monofazat se explică prin faptul că admitanța $\underline{Y}_0 = \frac{1}{\underline{Z}_0}$ poate atinge valori ridicate, în special în cazul scurtcircuitului metalic cînd impedanța la locul defect este nulă;

— dacă $\underline{Z}_0 > \underline{Z}_1$ tensiunile pe fazele sănătoase pot ajunge pînă la valori egale cu 75—80 % din tensiunile nominale între faze deși nulul este legat direct la pămînt;

— tensiunea de deplasare a punctului neutru $\underline{U}_0$, este zero.

Avantajele mai importante ale rețelelor cu nulul legat direct la pămînt sînt următoarele:

— se reduce solicitarea izolației în regimuri nesimetrice, ceea ce permite utilizarea transformatoarelor cu izolație degresivă;

— eliminarea rapidă a scurtcircuitelor prin arc;

— condiții de funcționare sigură a protecției prin relee;

— absența circuitelor oscilante, rezonante sau ferorezonante, însoțite de supratensiuni periculoase.

Dezavantajele mai importante ale acestei metode de tratare sînt:

— întreruperea alimentării consumatorilor în cazul scurtcircuitelor monofazate;

— posibilitatea apariției unor supratensiuni în liniile de telecomunicații, datorate curenților mari de scurtcircuit monofazat;

— degradări ale izolației și conductoarelor în locul de punere la pămînt prin efectul termic al curenților de scurtcircuit monofazat;

— tensiuni ridicate de atingere și de pas în zonele de defect, fapt care necesită măsuri speciale de protecție.

Reducerea într-o oarecare măsură a curentului de scurtcircuit monofazat se realizează la o rețea cu nulul legat efectiv la pămînt [40, 42]. O astfel de rețea se caracterizează printr-un coeficient de legare la pămînt în acel loc, care nu depășește 80 %, condiție ce este realizată dacă $x_0/x_1 < 3$, iar raportul $r_0/r_1 < 1$ pentru toate configurațiile sistemului. Această situație se poate obține prin dezlegarea de la pămînt a nulurilor unui număr de transformatoare din stațiile cu mai multe unități.

5.5. REȚELE CU NEUTRUL LEGAT LA PĂMÎNT PRIN IMPEDANȚĂ

În practică s-au dezvoltat două moduri de legare la pămînt a neutrului prin impedanță și anume:

— sub formă de reactanță acordată;

— sub formă de rezistență de limitare a valorii curenților de scurtcircuit monofazat.

5.5.1. REȚELE CU NEUTRUL LEGAT LA PĂMÎNT PRIN REACTANȚĂ ACORDATĂ (BOBINĂ DE STINGERE)

Modul de tratare a rețelelor prin bobină de stingere se întîlnește curent în multe țări din Europa și în țara noastră, fiind considerată ca o soluție optimă pentru rețelele aeriene de medie tensiune cu neutrul izolat în care curenții capacitivi depășesc valorile admise. În prezența acesteia punerile monofazate la pămînt, în majoritatea lor trecătoare, sînt înlăturate în proporție foarte mare.

În cazul rețelelor de cabluri efectul pozitiv al bobinei de stingere dispare aproape complet. Unele studii teoretice și încercări experimentale au arătat că în cazul rețelelor de cabluri eficacitatea bobinei de stingere depinde în mare măsură de gradul ei de acordare. După cum se știe, în rețelele aeriene, prezentînd nesimetrie transversală, nu este permis acordul la rezonanță al bobinelor de stingere, aceasta avînd drept consecință apariția unei deplasări pronunțate a punctului neutru al rețelei. Din acest motiv în rețelele aeriene se recomandă o supracompensare de 10—15 % față de condiția de rezonanță astfel, ca să se evite circulația la locul defect a unui curent capacitiv.

În rețelele de cabluri în care nesimetriile transversale pot fi socotite neglijabile, nu mai este posibilă apariția unor dplasări periculoase ale punctului neutru și ca atare poate fi admis acordul la rezonanță al bobinelor de stingere.

Determinarea curentului de defect în rețelele cu neutrul tratat prin bobină de stingere. În fig. 5.11 se prezintă schema de calcul a unei rețele cu neutrul legat la pămînt printr-o reactanță acordată (*bobină de stingere*).

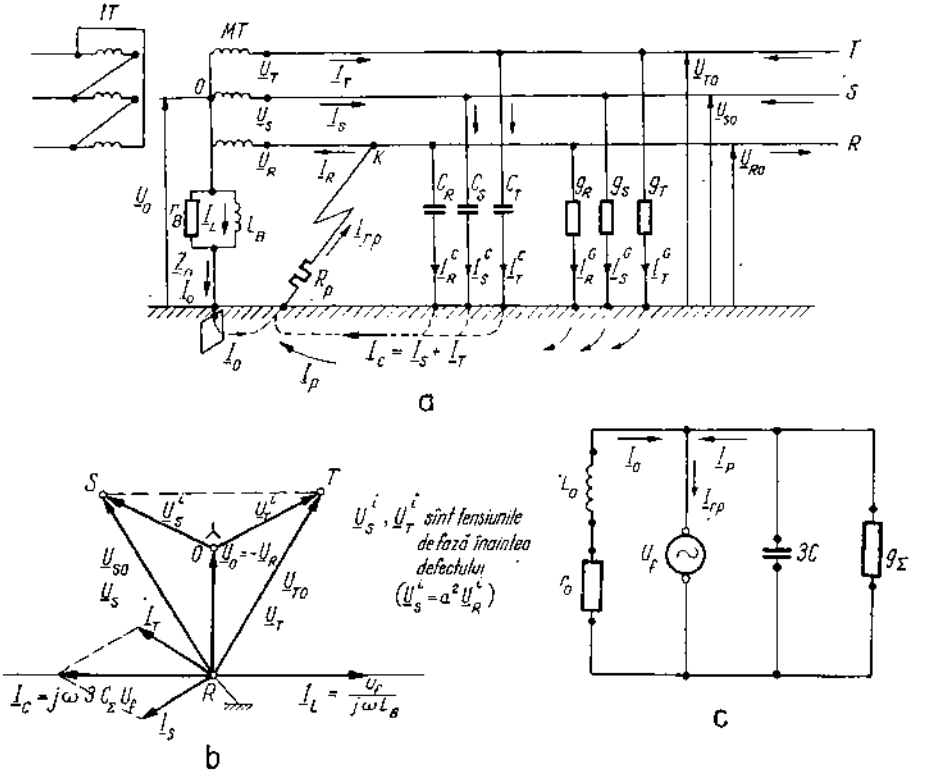


Fig. 5.11. Rețea cu bobină de stingere acordată, defect pe faza R:
a — schema principială a rețelei; *b* — diagrama vectorială a curenților și tensiunilor; *c* — schema monofazată echivalentă.

Existența bobinei de reactanță face ca generatoarele să nu mai debiteze curent de defect; distribuția rezultantă de curent este independentă de poziția punctului de defect, depinzînd numai de configurația sistemului.

În principiu, o bobină de stingere compensează curenții capacitivi îndeplinind în rețeaua respectivă condiția de rezonanță.

Valoarea reactanței acordate se obține astfel încît să fie îndeplinite condițiile de rezonanță cu capacitatea totală față de pămînt homopolară a rețelei respective. În acest caz este satisfăcută relația

$$1 + \mathrm{j}\,\omega\, C_{\Sigma}(3\,\underline{Z}_n + \underline{Z}_0^T) = 0, \tag{5.33}$$

în care: C_{Σ} este capacitatea de fază a întregii rețele legată galvanic;
$\underline{Z}_n$ — impedanța bobinei de pe nulul transformatorului;
$\underline{Z}_0^T$ — impedanța homopolară a transformatorului.

În regim normal rețeaua se comportă ca o rețea cu neutrul izolat curenții capacitivi pe cele trei faze se compensează între ei, iar prin bobină nu circulă nici un curent. În regim de punere la pămînt în punctul K, rezultă un curent capacitiv I_C dat de rețea și un curent inductiv I_L datorat prezenții bobinei în neutrul rețelei.

Dacă se scrie condiția ca la locul defect curentul rezidual reactiv să fie nul (la o acordare perfectă a bobinei):

$$\underline{I}_{rp} = I_L - I_C = U_f\left(\frac{1}{\mathrm{j}\,\omega L_B} - 3\,\mathrm{j}\,\omega\, C\right) = 0, \tag{5.34}$$

relație din care rezultă valoarea inductanței L_B necesară pentru bobină.

În caz contrar valoarea curentului rezidual reactiv poate fi capacitiv în rețelele subcompensate și inductiv în cele supracompensate.

În realitate, valorile conductanțelor g_R, g_S, g_T și g_B ale rețelei și bobinei de stingere sînt diferite de zero, ceea ce are drept efect circulația prin bobină a unui curent rezidual rezistiv, chiar în regim normal. Valoarea acestei componente este mică față de cea reactivă, dar pentru un calcul mai exact nu se poate neglija [3]. Influența componentei active a curentului se exercită și asupra tensiunii de restabilire, pentru diferite valori ale gradului de dezacord.

Dacă se ține seama de pierderile active din bobină și din priza aferentă, impedanța $\underline{Z}_n$ devine

$$\underline{Z}_n = R_n + \mathrm{j}\,X_B, \tag{5.35}$$

în care R_n înglobează atît valoarea rezistenței bobinei r_B cît și a prizei de pămînt.

Pierderile menționate pot fi echivalate în schema de calcul printr-o rezistență în paralel cu circuitul acordat, format din bobina de reactanță și capacitatea liniei (fig. 5.11, *c*)

Înlocuind în (5.18) valoarea lui $\underline{Z}_n$ din (5.35) și neglijînd rezistența de defect R_p, se obține :

$$\underline{I}_{rp} = \underline{I}_{sc.c}^{(1)} = \frac{3\underline{U}_f}{2\underline{Z}_1^T + 3R_n(\omega C_\Sigma)^2 - \frac{\mathrm{j}}{\omega C_\Sigma}}. \tag{5.36}$$

Dacă $R_n \to \infty$ atunci

$$\underline{I}_{rp} = \underline{I}_{sc.c}^{(1)} = 0. \tag{5.37}$$

Curentul care trece prin arcul de punere la pămînt se mai poate scrie și sub forma (fig. 5.10, *c*)

$$\underline{I}_{rp} = \underline{I}_p + \underline{I}_0, \tag{5.38}$$

unde $\underline{I}_p$ este curentul de punere la pămînt.

$$\underline{I}_p = g_\Sigma U_f + \mathrm{j}\,3\omega C U_f, \tag{5.39}$$

iar $\underline{I}_0$ curentul datorat componentei homopolare a tensiunii

$$\underline{I}_0 = \frac{U_f}{r_0 + \mathrm{j}\,\omega L_0} \approx U_f\left[\frac{r_0}{(\omega L_0)^2} - \mathrm{j}\frac{1}{\omega L_0}\right]. \tag{5.40}$$

În relațiile (5.39) și (5.40), C este capacitatea de lucru a rețelei; g_Σ — conductanța rețelei; r_0 și L_0 — rezistența, respectiv inductanța de componentă homopolară.

În mod obișnuit valorile r_0 și L_0 diferă puțin de valoarea rezistenței r_B, respectiv a inductanței L_B a bobinei de reactanță.

Făcînd înlocuirile respective se obține

$$\underline{I}_{rp} = I_{ra} + \mathrm{j}(I_C - I_L), \tag{5.41}$$

unde componenta activă a curentului rezidual de punere la pămînt I_{ra} are valoarea

$$I_{ra} = U_f\left(g_\Sigma + \frac{r_0}{\omega^2 L_0^2}\right), \tag{5.42}$$

iar componenta inductivă, respectiv capacitivă

$$I_L = \frac{U_f}{\omega L_0}; \quad I_C = 3U_f\omega C.$$

Relația (5.41) se poate pune sub forma:

$$\underline{I}_{rp} = \mathrm{j} I_C \left[1 - \frac{I_L}{I_C} - \mathrm{j} \frac{I_{ra}}{I_C} \right] = \mathrm{j} L_C [\varepsilon - \mathrm{j}\delta], \tag{5.43}$$

unde s-au făcut notațiile

$$\varepsilon = 1 - \frac{I_L}{I_C}; \qquad \delta = \frac{I_{ra}}{I_C}.$$

Rezultă, de asemenea

$$\frac{\omega_l}{\omega} = \sqrt{1 - \varepsilon}, \tag{5.44}$$

unde $\omega_l = \dfrac{1}{\sqrt{3 L_0 C}}$ reprezintă pulsația de oscilație proprie a rețelei prevăzută cu bobina de reactanță în neutru.

În fig. 5.12 se dă variația raportului dintre $\underline{I}_{rp}$ și I_C funcție de raportul ε. Pentru $\varepsilon = 0$ curba are valoare minimă și reprezintă situația de acord ideal. În acest caz se observă că $\omega_l = \omega$ și în consecință are loc fenomenul de rezonanță pentru curenții de frecvență fundamentală.

Pentru domeniul situat la stînga curbei, rețelele sînt subcompensate, iar la dreapta, supracompensate.

Dacă este satisfăcută relația (5.35) și se neglijează rezistențele din circuit și armonicile de curent de ordin superior, curentul de scurtcircuit monofazat este zero. Are loc un *proces de suflare a arcului electric* din locul de defect, deci stingerea lui, de unde și denumirea de *bobină de stingere*.

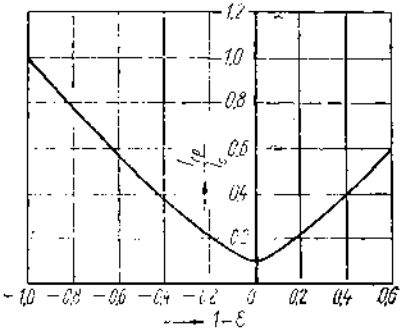


Fig. 5.12. Curbele de dependență a raportului $\dfrac{I_{rp}}{I_c}$ funcție de raportul ε.

Pentru cazul în care $\underline{Z}_0^T \ll \underline{Z}_n$ și bobina este fără pierderi:

$$\left.\begin{aligned} \underline{Z}_n &= \mathrm{j}\, X_B; \\ X_B &= \frac{1}{3\omega C}; \\ L_B &= \frac{1}{3\omega^2 C}. \end{aligned}\right\} \tag{5.45}$$

În acest caz, curentul rezidual care mai trece prin punctul de punere la pămînt este egal cu componenta rezistivă, adică cea corespunzătoare pierderilor prin izolații.

Relațiile (5.33) și (5.45) sînt valabile pentru armonica de bază a curentului, acordul la rezonață făcîndu-se doar pentru armonica de bază.

În realitate, curentul de defect are o serie de armonici superioare de ordinul 3, 5, 7 etc, care fac să nu se poată realiza stingerea arcului chiar în cazul acordului ideal la rezonanță. În acest caz :

$$I_{rp}^2 = I_{ra}^2 + I_{rr}^2 + I_3^2 + I_5^2 + \ldots + I_n^2,$$

unde :

I_{ra} este componenta activă a curentului rezidual de punere la pămînt de frecvența fundamentalei ;

I_{rr} — componenta reactivă a curentului rezidual de frecvența fundamentalei ;

$I_3, I_5, \ldots, I_n$ — armonicile de ordinul 3, 5, ..., n din curentul bobinei de stingere ;

$n = 2K+1$; K fiind un număr întreg pozitiv.

Se precizează că valori importante ale curentului rezidual s-au datorat nu atît componentei active a curentului de defect, cît armonicilor superioare. Acest lucru s-a găsit în mai multe rețele de medie tensiune.

Determinarea supratensiunilor ce apar în rețelele cu neutrul tratat prin bobină de stingere. Dacă rețeaua prezintă o disimetrie capacitivă, cum este cazul liniilor aeriene unde valorile capacităților celor trei faze pot diferi cu circa 10 %, în condiții normale de funcționare sau în anumite condiții de avarie, se formează un circuit oscilant ca cel reprezentat în fig. 5.13.

Din aceste considerente în regim normal de funcționare tensiunea neutrului rețelei are valoarea diferită de zero, conform relației

$$\underline{U}_0 = \frac{\underline{U}_R\underline{Y}_R + \underline{U}_S\underline{Y}_S + \underline{U}_T\underline{Y}_T}{\underline{Y}_R + \underline{Y}_S + \underline{Y}_T},$$

unde : $\underline{Y}_R = j\omega C_R$; $\underline{Y}_S + j\omega C_S$; $\underline{Y}_T = j\omega C_T$ în ipoteza că se neglijează conductanțele, iar $\underline{U}_R$, $\underline{U}_S$, $\underline{U}_T$ sînt tensiunile celor trei faze.

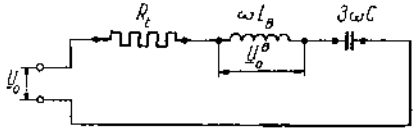


Fig. 5.13. Circuitul oscilant serie al unei rețele compensate la funcționarea cu disimetrie capacitivă, fără punere la pămînt.

Conectarea la rețea a unei bobine de stingere determină apariția unei tensiuni de deplasare a punctului neutru al rețelei cu $\underline{U}_B$ a cărei valoare este condiționată de tensiunea inițială de nesimetrie $\underline{U}_0$. În acest caz tensiunea neutrului devine

$$\underline{U}_0^B = \frac{\underline{U}_R\underline{Y}_R + \underline{U}_S\underline{Y}_S + \underline{U}_T\underline{Y}_T}{\underline{Y}_R + \underline{Y}_S + \underline{Y}_T + \underline{Y}_0}, \qquad (5.46)$$

unde admitanța de secvență homopolară $\underline{Y}_0$ are valoarea

$$\underline{Y}_0 = \frac{r_0}{(\omega L_0)^2} - \mathrm{j}\,\frac{1}{\omega L_0};$$

$$\frac{1}{r_0} = 3g_\Sigma + \frac{1}{r_B}\ ;\quad g_\Sigma = \frac{3}{r},$$

în care : r_B este rezistența echivalentă pierderilor în bobină ;

r — rezistența de izolație a fazelor.

Din relația (5.46) se obține :

$$\underline{U}_0^B = \underline{U}_0\,\frac{\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3}{\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3 + \underline{Y}_0};$$

$$\underline{U}_0^B = \underline{U}_0\,\frac{1}{1 - \dfrac{1}{\omega^2 L_0(C_R + C_S + C_T)} - \mathrm{j}\dfrac{g_\Sigma + \dfrac{r_0}{(\omega L_0)^2}}{\omega(C_R + C_S + C_T)}},$$

unde s-a luat pentru o mai mare exactitate și influența conductanțelor.

Făcîndu-se notațiile, conform relației echivalente (5.44) :

$$1 - \varepsilon = \left(\frac{\omega_l}{\omega}\right)^2\ ;\quad \delta = \frac{g_\Sigma + \dfrac{r_0}{(\omega L_0)^2}}{\omega(C_R + C_S + C_T)}, \tag{5.47}$$

rezultă

$$\underline{U}_0^B = \underline{U}_0\,\frac{1}{\varepsilon - \mathrm{j}\delta}.$$

În cazul unei compensări ideale $\varepsilon = 0$ și în consecință deplasarea neutrului este determinată, paralel cu nesimetria capacităților, de pierderile active

$$\underline{U}_0^B = \frac{\underline{U}_0}{\delta}.$$

În acest caz tensiunea la bornele reactanței acordate $\underline{U}_0^B$ poate căpăta valori foarte mari, singurul element de limitare a acesteia fiind rezistența echivalentă a întregului circuit (R_l).

Dacă în condiții normale de funcționare tensiunea de disimetrie capacitivă $\underline{U}_0$ este cuprinsă între (0,5—1,5 %) U_f, în cazul unor avarii fără punere la pământ cum ar fi: ruperi de conductoare, închiderea nesimetrică a celor trei faze ale unui întreruptor etc., tensiunea de disimetrie poate avea valori de ordinul $\frac{U_f}{2}$ și mai mult. În acest caz tensiunea la bornele bobinei de stingere poate avea valori foarte mari, de ordinul a $(7-8)U_f$, dacă nu se iau unele măsuri constructive privind bobina de stingere [35].

La punerea la pământ sau la deconectarea unei faze tensiunea neutrului în acest regim de funcționare va fi

$$\underline{U}_0 = U_f \frac{C_R + a^2 k C_S + a C_T}{C_R + k C_S + C_T},$$

în care s-a presupus că faza S este pusă la pământ și că prin aceasta, capacitatea ei devine numai kC_S $(k < 1)$.

În acest caz tensiunea de deplasare a neutrului rezultă

$$\underline{U}_0^B = \underline{U}_0 \frac{1}{1 - \frac{1}{\omega^2 L_0 (C_R + k C_S + C_T)} - j \frac{g_\Sigma + \frac{r_0}{(\omega L_0)^2}}{\omega (C_R + k C_S + C_T)}}.$$

Considerîndu-se pentru simplificare că $C_R = C_S = C_T = C$ și luîndu-se în considerare notațiile (5.47), se obține pentru valoarea absolută a tensiunii de deplsasare a neutrului

$$\underline{U}_0^B = U_f \frac{1 - k}{(2 + k)\sqrt{\left[1 - \frac{3}{2 + k}(1 - \varepsilon)\right]^2 + \delta^2}}. \tag{5.48}$$

Se menționează că cea mai redusă tensiune de deplasare a neutrului are loc în cazul supracompensării, în timp ce deplasarea neutrului în cazul subcompensării este deosebit de mare.

Tensiunea de restabilire pe faza defectă, după stingerea arcului, are valoarea

$$U_{rest} = U_f(\cos\omega t - e^{-\alpha t}\cos\sqrt{q}\,\omega t), \tag{5.49}$$

în care: U_f este amplitudinea tensiunii pe fază, în regim normal;

$\alpha = \frac{g_\Sigma}{2\omega C}$ — factorul de amortizare;

$q = \frac{\underline{I}_B}{\underline{I}_{RC}}$ — gradul de acord al bobinei de stingere ($q = 1$ pentru acordul de rezonanță).

Folosindu-se această relație se poate determina dependența între durata de restabilire a tensiunii pe faza defectă și gradul de acord al bobinei de stingere pentru diferiți factori de amortizare. Din examinarea curbelor din fig. 5.14 rezultă o importantă micșorare a duratei de restabilire a tensiunii pe faza defectă la abateri suficient de mici (chiar sub 5%) de la

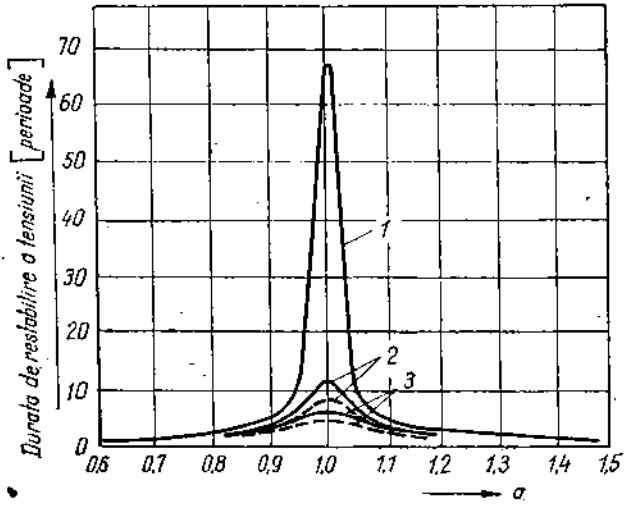


Fig. 5.14. Variația duratei (în perioade) de reastabilire a tensiunii pe faza defectă pînă la valorile U_f (curba *1*), 0,9 U_f (curba *2*), 0,8U_f (curba *3*), în funcție de gradul de acord al bobinei de stingere (q), pentru $\alpha = 10$ (curbele trasate cu linie plină) și $\alpha = 20$) curbele trasate cu linie întreruptă); pe curba *1*, $\alpha = 10 \ldots 20$.

acordul de rezonanță al bobinei de stingere și aceasta cu atît mai mult cu cît factorul de amortizare al rețelei este mai mare.

În rețelele de cabluri dacă se acceptă că în prezența defectului în izolația cablului arcul de punere la pămînt nu se stinge definitiv au loc totuși stingeri și reaprinderi repetate ale arcului. Acestea sînt însoțite de supratensiuni, care deși nu reprezintă un pericol prin amplitudinea lor devin periculoase prin efectul cumulativ dat de solicitarea repetată a izolației care duce la o degradare ireversibilă a acesteia. Cum frecvența reaprinderilor arcului de punere la pămînt va fi mai mare în cazul unor durate reduse de restabilire a tensiunii la locul defectului, rezultă că pentru limitarea solicitării izolației cablurilor se impune funcționarea cu bobinele de stingere acordate la rezonanță.

Eficacitatea bobinei de stingere în rețelele de cabluri mai este legată și de necesitatea reducerii curentului la locul defectului în scopul micșorării posibilităților de transformare a punerii la pămînt monofazate în scurtcircuit polifazat, aceasta ducînd la scoaterea din funcțiune a cablului.

Avantajele folosirii bobinelor de stingere în rețelele de cabluri devin discutabile în cazul unor valori mari ale curentului rezidual la locul defectului, caz în care transformarea punerii la pămînt monofazate în scurtcircuit polizat este inevitabilă. Valori mari ale curentului rezidual pot apare, fie datorită unui dezacord important al bobinei de stingere, fie datorită valorii mari a componentei active a curentului de punere la pămînt,

fie datorită prezenței în curentul de punere la pămînt a unor armonice superioare necompensabile.

Obținerea unui acord al bobinelor de stingere cît mai apropiat de rezonanță, cerut atît de necesitatea reducerii curentului rezidual cît și de necesitatea micșorării frecvenței reaprinderilor repetate ale arcului de punere la pămînt, se poate realiza numai prin automatizarea reglajului acestora.

Valori mari ale componentei active a curentului de punere la pămînt apar în rețelele de cabluri cu izolația avînd factorul de pierderi dielectrice mare, cum este cazul cablurilor cu izolație din PVC.

Eficacitatea bobinelor de stingere poate dispare complet în cazul folosirii lor în rețelele de cabluri care alimentează consumatori deformanți, în care caz în curentul de punere la pămînt apar armonice superioare. Dat fiind proprietatea de amplificare a armonicilor superioare de către capacități, chiar dacă ponderea lor în curba tensiunii nu este mare, ea devine în schimb importantă în curentul capacitiv de punere la pămînt [29].

Avantajele și dezavantajele bobinei de stingere. Supratensiunile și supracurenții care însoțesc fenomenele de rezonanță și ferorezonanță în deosebi în anumite cazuri de avarii, constituie unul din dezavantajele mari ale tratării neutrului cu bobină acordată.

Ca avantaje ale soluției de tratare a neutrului prin bobină de stingere (reactanță acordată), se menționează:

— asigură continuitatea alimentării consumatorilor în cazul punerilor la pămînt monofazate (circa 70 % din defectele pasagere nu sînt sesizate decît de aparatele înregistratoare);

— curentul la locul de defect este redus la cîteva procente din valoarea curentului capacitiv al rețelei;

— stingerea rapidă a arcului electric de punere la pămînt și deci prevenirea degradării izolației și conductoarelor în locul de defect;

— ameliorarea condițiilor de funcționare a întreruptoarelor, număr de declanșări cu mult mai mic;

— gradientul tensiunii în apropierea locului de defect este scăzut ceea ce asigură condiții favorabile de protecție contra tensiunilor de atingere și de pas;

— influențe mai reduse asupra liniilor de telecomunicații decît în cazul rețelei cu neutrul izolat.

Ca dezavantaje mai importante ale acestui sistem de tratare a neutrului, se menționează:

— costul mărit al izolației și echipamentului aferent (analog rețelelor cu neutrul izolat);

— tensiunea mare pe fazele sănătoase în cazul unei puneri la pămînt;

— supratensiunile mari ce pot apare la comutație sau în cazul ruperilor de conductoare fără punere la pămînt;

— transformarea din defect monofazat în defect polifazat în circa 60—70 % din cazuri, în timp de maxim 5 min.;

— apariția unor curenți reziduali mari în cazul rețelelor extinse, în deosebi a celor în cablu cu pierderi active mari cum sînt cele cu izolație din PVC de 6 și 10 kV, cu efecte negative privind stingerea arcului electric;

— greutăți în asigurarea unui acord perfect în timpul funcționării cu simplă punere la pămînt;

— exploatare mai dificilă în cazul bobinelor fără reglaj automat;

— dificultatea identificării locului avariei;

— complicarea instalațiilor de protecție prin relee.

Se precizează că reactanțele simple, neacordate prezintă, practic, aceleași dezavantaje ca cele acordate, fără a permite stingerea arcului electric și deci fără asigurarea continuității alimentării consumatorilor în cazul punerilor la pămînt monofazate.

5.5.2. REȚELE CU NEUTRUL LEGAT LA PĂMÎNT PRIN REZISTENȚĂ

Introducerea unei rezistențe active în neutrul rețelelor electrice are rolul de a limita valoarea curentului de scurtcircuit monofazat $\underline{I}^{(1)}_{sc.c}$ la o fracțiune din valoarea curentului de scurtcircuit trifazat $\underline{I}^{(3)}_{sc.c}$.

Gradul de limitare prin rezistență al curentului de scurtcircuit monofazat depinde de mai mulți factori care trebuie avuți în vedere și anume:

— stabilitatea termică a rezistenței de limitare (asigurarea disipării pierderilor de energie în rezistență pe durata scurtcircuitelor monofazate);

— căderea de tensiune în rezistență în caz de defect;

— funcționarea selectivă a instalațiilor de protecție ($\underline{I}_{pp}$ trebuie să fie suficient de mare în comparație cu curentul maxim de sarcină).

Alegerea unui raport $\frac{\underline{I}^{(1)}_{sc.c}}{\underline{I}^{(3)}_{sc.c}}$ cît mai redus conduce la diminuarea pierderilor de energie în rezistență, fapt care simplifică problemele de dimensionare a acesteia, dar conduce la o deplasare importantă a punctului neutru și la tensiuni mari pe fazele sănătoase.

Dimpotrivă, un grad mai redus de limitare, ca de exemplu $\frac{\underline{I}^{(1)}_{sc.c}}{\underline{I}^{(3)}_{sc.c}} = 1$, conduce la supratensiuni de numai $1{,}3\,U_f$ pe fazele sănătoase, dar pune probleme deosebite pentru dimensionarea rezistenței.

În fig. 5.15 este dată schema echivalentă a rețelei cu neutrul legat la pămînt prin rezistență.

În cazul rețelei tratate prin rezistență curenții capacitivi devin neglijabili față de curentul activ determinat de rezistența de tratare R_n. Astfel, în calcule influența acestora poate fi neglijată.

Presupunînd punerea la pămînt netă $R_p = 0$, curentul de defect are valoarea din (5.50), ce rezultă din (5.18).

$$\underline{I}_{pp} = \underline{I}^{(1)}_{sc.c} = \frac{3U_f}{3R_n + \underline{Z}_0 + 2\underline{Z}_1}. \tag{5.50}$$

Cum în general $R_n \gg \underline{Z}_1$, curentul de defect este determinat, în special, de valoarea rezistenței de tratare.

Dacă $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2 = \underline{Z}_0$, relația (5.50) capătă forma simplă din (5.51)

$$\underline{I}_{pp} = \underline{I}^{(1)}_{sc.c} = \frac{3U_f}{3R_n + 3\underline{Z}_1} = \frac{U_f}{R_n + \underline{Z}_1}. \tag{5.51}$$

Cu ajutorul relației (5.51) se determină valoare rezistenței R_n astfel încît curentul de scurtcircuit monofazat să fie limitat la valori stabilite în prealabil pentru o rețea dată.

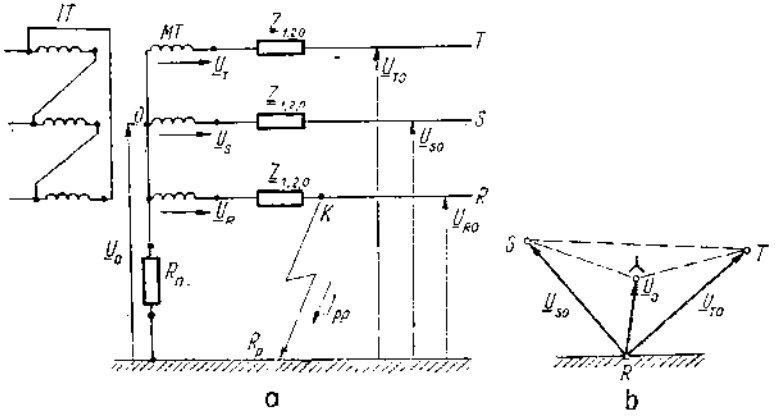


Fig. 5.15. Schema echivalentă a unei rețele cu neutrul legat la pămînt prin rezistență:
a — schema principială a rețelei; *b* — diagrama vectorială.

Valoarea rezistenței R_n se mai poate determina cu ajutorul formulei

$$R_n = U_f \left[\frac{1}{\underline{I}^{dorit}_{pp}} - \frac{1}{\underline{I}^{(1)}_{sc.c}} \right],$$

unde:

$\underline{I}^{dorit}_{pp}$ este curentul de scurtcircuit dorit;

$\underline{I}^{(1)}_{sc.c}$ — curentul de defect monofazat în rețeaua cu neutrul legat direct la pămînt.

Valorile pentru rezistența de tratare R_n în funcție de curentul dorit se obțin din tabelul 5.3 [32].

Tensiunile fazelor sănătoase (S, T) și tensiunile de deplasare a neutrului se calculează cu relațiile (5.52).

$$\left.\begin{aligned} \underline{U}_R &= 0; \\ \underline{U}_S &= \mathrm{a}^2 U_f - U_f \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{2\underline{Z}_1 + \underline{Z}_0}; \\ \underline{U}_T &= U_f \left[\mathrm{a} - \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{2\underline{Z}_1 + \underline{Z}_0} \right]; \\ \underline{U}_0 &= \underline{I}_0 \frac{R_n \cdot \underline{Z}_0}{3R_n + \underline{Z}_0}; \end{aligned}\right\} \tag{5.52}$$

Tabelul 5.3

Valorile R_n, în Ω, la diferiți curenți de defect

Curentul de defect kA	Tensiunea de serviciu			
	6	10	15	20
1	3,4	5,8	8,7	11,6
0,8	4,3	7,2	10,8	14,5
0,6	5,8	9,6	14,5	19,3
0,5	6,9	11,6	17,4	23,1
0,4	8,6	14,4	21,6	28,9
0,3	11,6	19,3	28,8	38,5
0,2	17,4	28,8	43,3	57,8
0,1	34,8	54,6	86,6	115,6

$$\left.\begin{aligned} \underline{U}_{R0} &= 0\,; \\ \underline{U}_{S0} &= U_R\left(\mathrm{a}^2 - \frac{\underline{Z}_0 + \mathrm{a}^2\underline{Z}_1 + \mathrm{a}\underline{Z}_2}{\underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}\right); \\ \underline{U}_{T0} &= U_R\left(\mathrm{a} - \frac{\underline{Z}_0 + \mathrm{a}\underline{Z}_1 + \mathrm{a}^2\underline{Z}_2}{\underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}\right). \end{aligned}\right\} \tag{5.53}$$

Dacă se consideră $\underline{Z}_2 = \underline{Z}_1$ atunci avem :

$$\left.\begin{aligned} \underline{U}_{S0}/\underline{U}_R &= \left[\mathrm{a}^2 - \frac{(\underline{Z}_0/\underline{Z}_1) - 1}{(\underline{Z}_0/\underline{Z}_1) + 2}\right]; \\ \underline{U}_{T0}/\underline{U}_R &= \left[\mathrm{a} - \frac{(\underline{Z}_0/\underline{Z}_1) - 1}{(\underline{Z}_0/\underline{Z}_1) + 2}\right]; \\ \underline{U}_0/\underline{U}_R &= -\frac{\underline{Z}_0/\underline{Z}_1}{(\underline{Z}_0/\underline{Z}_1) + 2} = -\frac{1}{1 + 2(\underline{Z}_0/\underline{Z}_1)}. \end{aligned}\right\} \tag{5.54}$$

Dacă se neglijează capacitatea homopolară a rețelei atunci relația (5.15) se poate scrie :

$$\underline{Z}_0 = \frac{3R_n + \underline{Z}_0^T}{1 + \mathrm{j}(3R_n + \underline{Z}_0^T)} = 3R_n + \underline{Z}_0^T\,,$$

iar ecuațiile (5.52), ținînd seama și de simplificările admise : $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2 = \underline{Z}_0^T = \underline{Z}_1^T = \underline{Z}_2^T$, devin :

$$\left.\begin{aligned} \underline{U}_S &= U_f\left[a^2 - \frac{3R_n + \underline{Z}_0^T - \underline{Z}_1}{2\underline{Z}_1 + 3R_n + \underline{Z}_0^T}\right] = U_f\left[a^2 - \frac{R_n}{R_n + \underline{Z}_0^T}\right]; \\ \underline{U}_0 &= \underline{I}_0 \frac{R_n(3R_n + \underline{Z}_0^T)}{3R_n + \underline{Z}_0^T} = \underline{I}_0 R_n. \end{aligned}\right\} \quad (5.55)$$

Din relația (5.55) rezultă că tensiunea de deplasare a neutrului este mai mică decît tensiunea de fază, iar tensiunea fazelor sănătoase este mai mică decît tensiunea de linie a rețelei, deoarece $\frac{R_n}{R_n + \underline{Z}_0^T} < 1$.

Important de știut în rețelele cu neutrul tratat prin rezistență este raportul dintre curentul de scurtcircuit monofazat și cel trifazat.

După cum se știe curentul de scurtcircuit trifazic este dat de relația

$$\underline{I}_{sc.c}^{(3)} = \frac{\underline{U}_0}{\underline{Z}_1},$$

iar dacă se consideră $\underline{Z}_2 = \underline{Z}_1$ raportul celor doi curenți de scurtcircuit devine $\frac{\underline{I}_{sc.c}^{(1)}}{\underline{I}_{sc.c}^{(3)}} = \frac{3}{(\underline{Z}_0/\underline{Z}_1) + 2}$.

În figura 5.16 se arată variația *coeficientului de punere la pămînt* K_p în funcție de raportul curenților de scurtcircuit monofazat și trifazat și de unghiul între impedanța complexă echivalentă de succesiune directă și homopolară ($\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_0$).

Unul dintre cele mai importante aspecte la tratarea neutrului prin rezistență este alegerea valorii optime a rezistenței. Valorile mici de rezistență, apropiind rețeaua de cea cu neutrul legat la pămînt duc la cheltuieli sporite în prizele de pămînt și în instalațiile de telecomunicații, îngreunînd și condițiile de dimensionare termică a cablurilor, conductoarelor și instalațiilor de legare la pămînt.

Creșterea valorilor rezistenței are efecte negative în privința supratensiunilor interne și înrăutățește într-o oarecare măsură condițiile de funcționare a protecției la defecte monofazate.

Un avantaj important al tratării neutrului prin rezistență ohmică constă

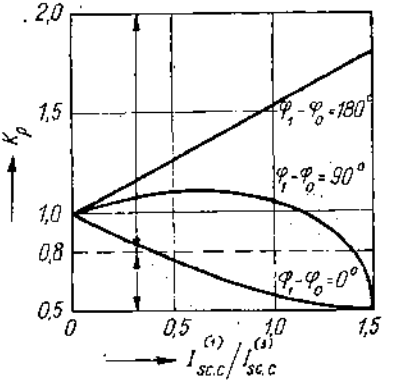


Fig. 5.16. Variația coeficientului de punere la pămînt K_p în funcție de raportul $I_{sc.c}^{(1)}/I_{sc.c}^{(3)}$ și la diferite unghiuri $\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_0$ dintre impedanța echivalentă de succesiune directă și homopolară.

în amortizarea rapidă a oscilațiilor libere care pot apare în rețele în timpul proceselor tranzitorii care însoțesc scurtcircuitele cu arc.

Ca un dezavantaj important se menționează problema legată de construcția rezistenței de limitare și a prizei de pământ.

Dezvoltarea rețelelor de medie tensiune, în deosebi a celor subterane, a condus în multe țări la acțiunea de trecere tot mai hotărită la tratarea neutrului cu rezistență.

Din realizările țărilor cu experiență în tratarea neutrului cu rezistență a rezultat că este indicat ca valorile curenților de scurtcircuit monofazat să fie limitate între 100 și 1500 A.

În cazul folosirii unei bobine pentru formarea nulului artificial, modul de montare a rezistenței și elementele de calcul rezultă din fig. 5.17.

Dacă se notează cu $\underline{N}_0$ reactanța homopolară, pe fază, a bobinei de formare a nulului artificial și dacă $\underline{I}^{(1)}_{sc.c}$ este curentul de scurtcircuit monofazat, reactanța homopolară $\underline{N}_0$ este dată de relația :

$$\underline{N}_0 = \frac{3\,\underline{U}}{\underline{I}^{(1)}_{sc.c}}.$$

Rezultă că în acest caz bobina de creare a nulului artificial poate fi astfel dimensionată încît să limiteze în același timp valoarea curenților

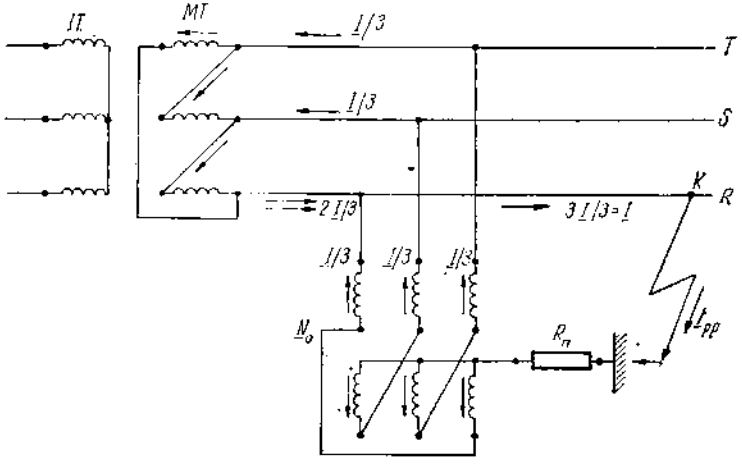


Fig. 5.17. Nulul artificial creat prin folosirea unei bobine.

de scurtcircuit monofazat la cea stabilită în prealabil. Printr-un calcul tehnico-economic se poate stabili valoarea optimă a raportului $\frac{\underline{N}_0}{R_n}$.

În cazul formării nulului artificial prin folosirea unui transformator de servicii interne, calculul rezistenței de tratare a neutrului R_n se face cu relația :

$$R_n = \frac{3\underline{U} - \underline{I}^{(1)}_{sc.c} X_0}{3\,\underline{I}^{(1)}_{sc.c}},$$

în care X_0 este reactanța homopolară a transformatorului de servicii interne.

Stabilirea valorii optime a rezistenței de tratare a neutrului. Determinarea unei valori optime a rezistenței de tratare a neutrului trebuie să se facă pe baza unor criterii tehnico-economice. Un element important de care trebuie să se țină seama este reducerea cheltuielilor totale ocazionate de realizarea protecției împotriva accidentelor prin atingere directă în rețea.

În general costul efectiv al rezistenței de tratare R_n nu depinde în mod sensibil de valoarea rezistenței ohmice a acesteia.

Calculul valorilor pentru R_n se face pe baza relațiilor prezentate și a ecuației generale pentru variația tensiunii pe nul.

Valorile propuse pentru limitarea curenților de scurtcircuit monofazat la 300 A pentru rețelele electrice aeriene și 1 000 A pentru cele subterane în cablu, corespund cu cele adoptate în rețelele franceze.

Rezistențele pentru limitarea curentului de defect în rețelele de medie tensiune sînt construite, de regulă, din grile de fontă înseriate, grupate în baterii, montate pe un cadru metalic, iar izolația necesară este asigurată cu izolatoare suport din porțelan. Aceste rezistențe sînt voluminoase și se conectează la nulul natural sau artificial al rețelei prin intermediul unor instalații ancombrante și scumpe (reductoare de curent, relee secundare etc.). În prezent se fabrică rezistențe din tablă silicioasă care sînt de o construcție mai simplă și mai puțin voluminoasă.

Aceste instalații sînt prevăzute cu sisteme de protecție și de măsură, iar părțile metalice ale acestora trebuie legate la pămînt pentru protecția împotriva tensiunilor accidentale.

Costul ridicat al acestor rezistențe constituie dezavantajul principal al acestei soluții.

Pentru realizarea acestei rezistențe s-a propus o soluție originală, prezentată în [32] (avizată la OSIM nr. 93 124), bazată pe un principiu relativ simplu. Astfel, rezistența de tratare se realizează sub forma unei prize de pămînt de formă specială, separată de priza stației în care se montează prezentînd niște costuri foarte mici.

Realizarea rezistenței este indicată în fig. 5.18. Ea este construită dintr-o placă circulară sau pătrată, de suprafață πD^2 și grosime g, montată în sol la o adîncime $H \gg D$, convenabil aleasă. Placa respectivă se plasează într-un volum cubic de bentonită cu latura $B \approx D$.

Legătura de la nul la placă se face prin cablu izolat la tensiunea nominală de fază a rețelei respective.

Bentonita este esenţială pentru buna funcţionare a rezistenţei şi se foloseşte pentru asigurarea stabilităţii termice a prizei de pământ (la contactul între placă şi sol există densităţi importante de curent), pentru micşorarea rezistenţei de dispersie a plăcii metalice şi pentru limitarea suplimentară a oscilaţiilor sezoniere ale valorii rezistenţei. O adîncime

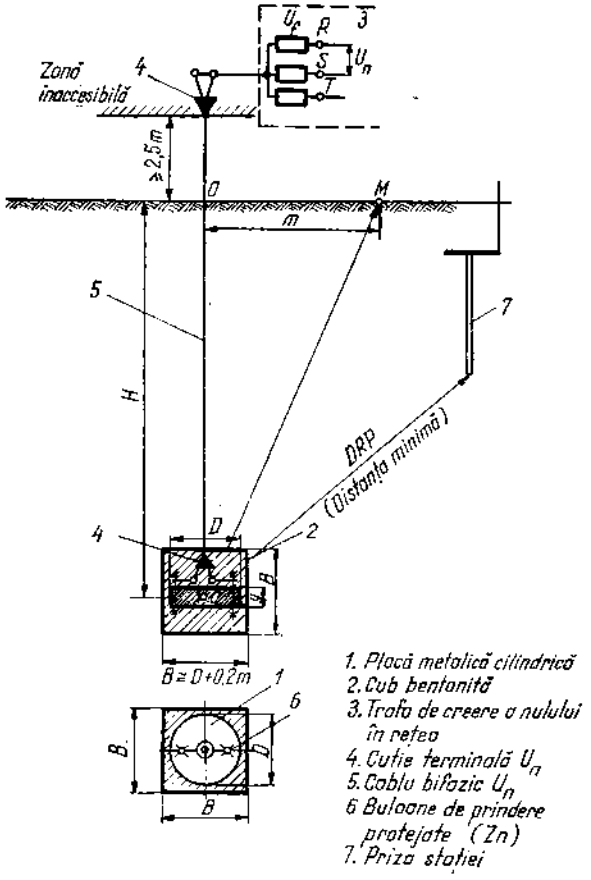


Fig. 5.18. Rezistenţă pentru tratarea neutrului reţelelor de medie tensiune.

mare de plantare a prizei de pământ ($H > 2{,}5$ m) asigură coeficienţi de variaţie sezonieri acceptabili chiar fără bentonită.

Proiectarea unei rezistenţe de acest tip constă în determinarea valorii R_n, a tensiunilor induse în instalaţiile învecinate şi a tensiunilor de atingere U_a şi de pas U_{pas} pe sol şi încadrarea acestora în limitele impuse de STAS-uri. De asemenea, mai trebuie verificată stabilitatea termică a contactului, placă-bentonită şi bentonită-sol.

Avantajele soluției prezentate sînt:
— simplitate constructivă;
— exploatare ușoară;
— preț de cost scăzut;
— consum redus de materiale;
— ușurința aplicării în orice stație de transformare.

5.6. UTILIZAREA ÎNTRERUPTORULUI ȘUNT ÎN REȚELELE DE MEDIE TENSIUNE

Ideea întreruptorului șunt este relativ nouă, iar utilizarea sa în practică nu s-a generalizat încă în rețelele de medie tensiune.

În țara noastră s-au făcut încercări în acest sens, căpătîndu-se o experiență pozitivă în rețelele I.R.E.B., cu metoda de șuntare a fazei defecte în rețelele cu neutrul izolat sau compensat [34].

Pentru a aduce rețeaua cu neutrul tratat prin rezistență la situații apropiate de cazul rețelei acordate la rezonanță (excluderea declanșerilor la defecte pasagere), se propune în [32] soluția utilizării întreruptorului șunt și în cazul tratării neutrului cu rezistență, care face să scadă sensibil curentul ce trece le locul defect, asigurînd în același timp condițiile de stabilire a proprietăților izolației regenerative din rețea.

Întreruptorul șunt se poate utiliza în rețelele de medie tensiune în orice sistem de tratare a neutrului (fig. 5.19), fiecare dintre soluții prezen-

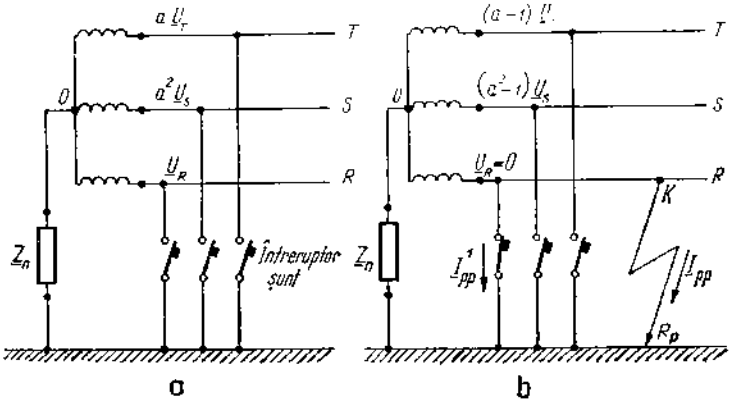


Fig. 5.19. Utilizarea întreruptorului șunt la o rețea de medie tensiune:
a — regim normal de funcționare; *b* — regim de defect cu șuntarea fazei defecte.

tînd particularități și avantaje în anumite condiții, avînd, în principal, următoarele scopuri:

— diminuarea curentului de defect la locul de deteriorare a izolației de fază;

— asigurarea curenților favorabili de autostingere a defectului;

— asigurarea unor condiții bune de funcționare a protecției prin relee.

5.7. STUDIUL SUPRATENSIUNILOR INTERNE ÎN REȚELELE DE MEDIE TENSIUNE, ÎN CAZUL UNEI PUNERI LA PĂMÎNT

Supratensiunile interne se caracterizează prin faptul că nu se repetă. Din aceste considerente, aceste supratensiuni se pot reprezenta printr-o undă de impuls, lungă sau o undă oscilantă amortizată cu o durată a frontului cuprinsă, de regulă, între 10 și 4 000 μs. Valoarea relativă a acestor supratensiuni este cuprinsă, de obicei între 1,5 și 3,5. Funcție de parametri circuitului echivalent, supratensiunile ce apar în anumite situații pot să aibe durate diferite.

5.7.1. SCHEMA ECHIVALENTĂ DE CALCUL

În studiile analitice ale supratensiunilor interne în rețelele electrice se pune problema alegerii schemei echivalente a sistemului studiat. Aceasta se referă la modelarea sursei, adică a generatorului echivalent, a transformatorului, modelarea întreruptorului, a liniilor de medie tensiune, eventual modelarea descărcătoarelor cu rezistență variabilă etc.

Modelarea sursei prin reactanța sa tranzitorie este suficient de exactă pentru studiul supratensiunilor interne dat fiind dependența acestei reactanțe funcție de frecvență.

La studiul supratensiunilor interne nu este necesară o reprezentare deosebit de riguroasă a generatorului fiind suficientă utilizarea unei scheme cu o tensiune conectată în serie cu o reactanță avînd caracteristici de frecvență corespunzătoare caracteristicilor de frecvență ale reactanței tranzitorii ale generatorului modelat.

Schema echivalentă a transformatorului poate fi reprezentată prin reactanța sa de scurtcircuit, luînd în considerare dependența ei funcție de frecvență.

Ținînd seama de faptul că în multe cazuri generatorul funcționează bloc cu transformatorul se poate considera că acestea formează un singur element, reprezentat printr-o singură reactanță convenabil aleasă.

Pentru calculul capacității echivalente a transformatorului, dat fiind că acest parametru nu influențează în mare măsură procesele tranzitorii ce au loc pe linii, se pot utiliza formulele empirice [26].

$$C_{12} = \frac{\sqrt{S_{nT}}}{U_1} 10^{-9} \text{ [F/fază]};$$

$$C_1 = 0{,}07\,\frac{S_{nT}^{0,35}}{U_1^{0,175}}\,10^{-9}\ \text{[F/fază]};$$

$$C_2 = 1{,}3\,\frac{\sqrt{S_{nT}}}{U_2 + 13 + 0{,}2\sqrt{S_{nT}}}\,10^{-9}\ \text{[F/fază]},$$

în care : C_{12} este capacitatea între înfășurări ;
C_1 — capacitatea înfășurării exterioare ;
C_2 — capacitatea înfășurării interioare față de masă ;
S_{nT} — puterea nominală a transformatorului, în kVA ;
U_1 și U_2 — tensiunile nominale ale înfășurărilor transformatorului, în kV.

Schema echivalentă a liniei electrice. În procesele de comutație liniile electrice de medie tensiune se consideră de obicei, fără pierderi. Rezistența liniei are o valoare relativ mică în comparație cu inductivitatea circuitului, iar rezistența practic nu aduce modificări în dezvoltarea procesului de comutație contribuind doar la atenuarea undei de supratensiuni.

Se presupune că parametrii liniei pe cele trei faze au valori egale, iar descărcările corona nu apar la rețelele de medie tensiune. Parametri tranzitorii ai liniei se pot determina riguros științific. Dat fiind complexitatea relațiilor care determină valoarea acestor parametri se va considera variația cu frecvența a parametrilor liniei pe bază de relații practice de calcul, stabilite de *Carson-Pollaczek* [26].

La supratensiunile interne se constată în deosebi variația cu frecvența a valorilor parametrilor de succesiune homopolară ; în schimb cei de succesiune directă se pot considera că practic nu variază cu frecvența.

Impedanța proprie a conductorului de ordinul i, pe unitatea de lungime a liniei, stabilită pe bază de relații practice, este

$$\underline{Z}_{0ii} = R_{0ii} + \mathrm{j}\,\omega L_{0ii},$$

unde : $R_{0ii} = R_{0i} + \omega\left(\frac{\pi}{2} - 4\sqrt{2}\,\frac{h_i\alpha}{3}\right)\cdot 10^{-4}$ [Ω/km];

$$L_{0ii} = \left(4{,}6\,\lg\frac{3{,}3}{\gamma\,\alpha\,r_i} + 4\sqrt{2}\,\frac{h_i\alpha}{3}\right)\cdot 10^{-4}\ \text{[H/km]}.$$

În aceste relații :

R_{0i} este rezistența în curent continuu a conductorului de ordinul i, în Ω/km ;
r_i — raza conductorului, în cm ;
h_i — înălțimea medie a conductorului i deasupra solului, în cm ;
γ = 1,781 ;
α = $\sqrt{4\,\pi\sigma\omega\cdot 10^{-9}}$;
σ — conductibilitatea solului, în S/m.

Matricea capacităților se obține din relația

$$[C] = 2{,}42\ [\delta_{ij}]^{-1}\, 10^{-8},$$

unde δ_{ij} sînt coeficienții de potențial dintre conductorul de ordinul i și de ordinul j și se calculează cu relația

$$\delta_{ij} = \lg \frac{D'_{ij}}{D_{ij}},$$

unde : D_{ij} este distanța între conductoarele i și j, în cm ;

D'_{ij} — distanța între conductorul i și imaginea conductorului j față de pămînt, în cm.

Coeficienții de potențial ai conductorului de ordinul i se calculează cu relația

$$\delta_{ii} = \lg \frac{2h_i}{r_i}.$$

Linia electrică se va reprezenta printr-un cuadripol în π (parametri concentrați). Considerarea unui număr mai mare de cuadripoli complică, relativ mult, calculul supratensiunii.

Parametri concentrați ai cuadripolului se determină din impedanțele respective corespunzătoare regimului permanent de funcționare la 50 Hz. Pentru cuadripoli în π

$$L_L = \frac{\underline{Z}_c}{\omega_0} \sin \beta l ;$$

$$C_L = \frac{1}{\underline{Z}_c \omega_0} \operatorname{tg} \frac{\beta l}{2},$$

unde : $\underline{Z}_c$ este impedanța caracteristică a liniei fără pierderi ($\underline{Z}_c = \sqrt{L_0/C_0}$, unde L_0 și C_0 sînt parametri liniei) ;

ω_0 — pulsația rețelei la frecvența nominală de funcționare (pentru $f = 50$ Hz avem $\omega = 314\ s^{-1}$) ;

$\beta = \omega\sqrt{L_0/C_0}$ — constanta de fază ;

l — lungimea liniei, în km.

Pentru calculul unei rețele complexe, formată din mai multe linii electrice (în cablu sau aeriene) schema echivalentă se consideră cea din fig. 5.20.

La nodul i (nodul rețelei la care se racordează transformatorul cu dispozitivul său de compensare) se adaugă impedanța nodală a rețelei $\underline{Z}_{ii}$.

Această impedanță se obține prin inversarea matricei admitanțelor nodale $\underline{Y}_{ii}$, prin metodele cunoscute.

Dacă rețeaua este o rețea de cabluri atunci admitanța nodală se poate considera că este formată numai din admitanțe capacitive iar inversarea matricei pentru obținerea impedanței nodale se efectuează cu ușurință.

Dacă se consideră că în matricea nodală de admitanțe intră și conductanțe și susceptanțe, inversarea matricei respective se va face utilizînd

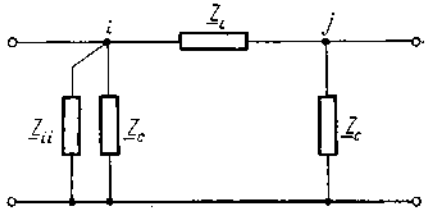


Fig. 5.20. Schema echivalentă de calcul a unei rețele complex buclată.

metodele de inversare matricială, calculul îngreunindu-se însă. În acest caz impedanța nodală care va trebui adăugată la nodul i va fi de forma

$$\underline{Z}_{ii} = R_{ii} + p\,L_{ii} + \frac{1}{pC_{ii}}.$$

5.7.2. CALCULUL SUPRATENSIUNILOR INTERNE ÎN REȚELELE CU PARAMETRI VARIABILI

Ipoteze de calcul. Pentru efectuarea calculului analitic al supratensiunilor interne, în cazul unei puneri simple la pămînt, este necesar să se stabilească un model matematic pe baza unei scheme echivalente de calcul.

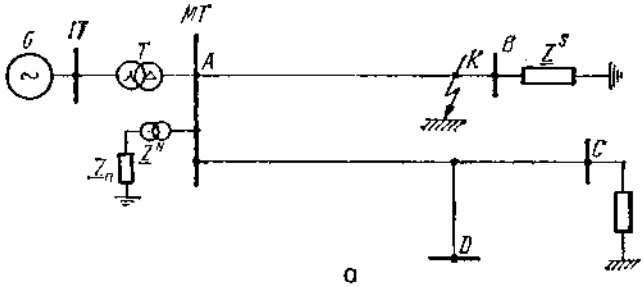
Se consideră schema de calcul din fig. 5.21 unde este reprezentată schema electrică de principiu a rețelei considerate și schemele echivalente de succesiune directă, inversă și homopolară.

Transformatorul T de IT/MT poate fi de orice conexiune. S-a considerat conexiunea stea-triunghi deoarece în acest caz trebuie introdus și dispozitivul de creare artificială a nulului. Transformatorul T este considerat ca o reactanță, neglijîndu-se rezistența și capacitatea sa (neglijabile în raport cu capacitatea liniei).

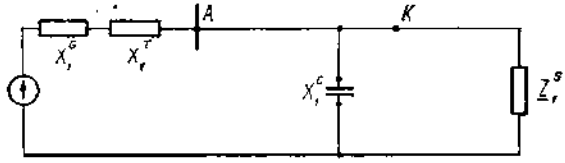
Ca impedanță nodală $\underline{Z}_{ii}$ se consideră numai capacitatea liniilor legate la aceeași bară, neglijîndu-se rezistențele și inductanțele nodale.

Se consideră egale impedanțele corespunzătoare celor două succesiuni — directă și inversă. Această ipoteză simplificatoare nu este riguros exactă pentru impedanța de sarcină.

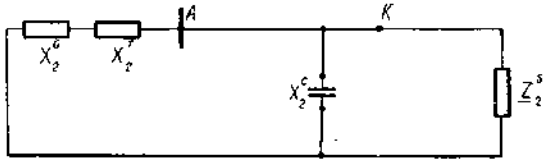
Relații de calcul. Independent de tipul regimurilor studiate, valoarea momentană a curenților și tensiunilor se poate considera ca fiind ob-



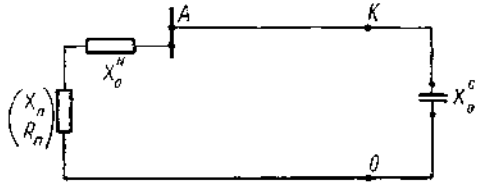
a



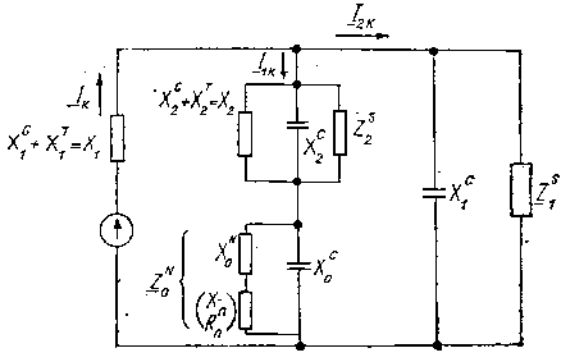
b



c



d



e

Fig. 5.21. Schema de calcul pentru determinarea regimului staționar de defect :

a — schema electrică de principiu ; *b* — schema de succesiune directă ; *c* — schema de succesiune inversă ; *d* — schema de succesiune homopolară ; *e* — schema echivlaentă de calcul în componente simetrice.

ținută din proiecțiile vectorilor respectivi pe o axă fixă, de exemplu, pe axa reală în planul complex, astfel

$$\left.\begin{aligned} \underline{i}_R(t) &= \mathrm{Re}\ \underline{I}_R(t), \\ \underline{i}_S(t) &= \mathrm{Re}\ \underline{I}_S(t), \\ \underline{i}_T(t) &= \mathrm{Re}\ \underline{I}_T(t). \end{aligned}\right\} \tag{5.56}$$

respectiv,

$$\left.\begin{aligned} \underline{u}_R(t) &= \mathrm{Re}\,\underline{U}_R(t), \\ \underline{u}_S(t) &= \mathrm{Re}\,\underline{U}_S(t), \\ \underline{u}_T(t) &= \mathrm{Re}\,\underline{U}_T(t). \end{aligned}\right\} \tag{5.57}$$

sau exprimate în funcție de componentele lor simetrice

$$\left.\begin{aligned} \underline{i}_R(t) &= \mathrm{Re}\,[\underline{I}_1(t) + \underline{I}_2(t) + \underline{I}_0(t)], \\ \underline{i}_S(t) &= \mathrm{Re}\,[\mathrm{a}^2\,\underline{I}_1(t) + \mathrm{a}\,\underline{I}_2(t) + \underline{I}_0(t)], \\ \underline{i}_T(t) &= \mathrm{Re}\,[\mathrm{a}\,\underline{I}_1(t) + \mathrm{a}^2\,\underline{I}_2(t) + \underline{I}_0(t)]. \end{aligned}\right\} \tag{5.58}$$

respectiv

$$\left.\begin{aligned} \underline{u}_R(t) &= \mathrm{Re}\,[\underline{U}_1(t) + \underline{U}_2(t) + \underline{U}_0(t)], \\ \underline{u}_S(t) &= \mathrm{Re}\,[\mathrm{a}^2\,\underline{U}_1(t) + \mathrm{a}\,\underline{U}_2(t) + \underline{U}_0(t)], \\ \underline{u}_T(t) &= \mathrm{Re}\,[\mathrm{a}\underline{U}_1(t) + \mathrm{a}^2\,\underline{U}_2(t) + \underline{U}_0(t)]. \end{aligned}\right\} \tag{5.59}$$

Diferența dintre regimul permanent și regimul tranzitoriu constă în aceea că în primul caz vectorii au modulul și faza constantă în timp ce, în cel de al doilea caz, atît modulul cît și faza acestor vectori constituie funcții de timp.

Aceste considerații se aplică atît mărimilor de fază cît și celor de succesiune.

Din relațiile (5.58) și (5.59) rezultă că valorile instantanee ale curenților și tensiunilor de fază într-un proces tranzitoriu nesimetric pot fi considerate ca rezultînd din însumarea a trei componente, care constituie proiecțiile a trei vectori generalizați $\underline{I}_1(t)$, $\underline{I}_2(t)$, $\underline{I}_0(t)$, respectiv $\underline{U}_1(t)$, $\underline{U}_2(t)$, $\underline{U}_0(t)$, pe trei axe fixe. Pentru determinarea acestor vectori se va utiliza metoda operațională.

Ecuațiile diferențiale ce modelează matematic comportarea sistemului în timpul procesului tranzitoriu sînt date în relațiile

$$\left.\begin{aligned} \underline{Z}_{RR}(p)\,\underline{i}_R(p) + \underline{Z}_{RS}(p)\,\underline{i}_S(p) + \underline{Z}_{RT}(p)\,\underline{i}_T(p) &= \underline{u}_R(p), \\ \underline{Z}_{SR}(p)\,\underline{i}_R(p) + \underline{Z}_{SS}(p)\,\underline{i}_S(p) + \underline{Z}_{ST}(p)\,\underline{i}_T(p) &= \underline{u}_S(p), \\ \underline{Z}_{TR}(p)\,\underline{i}_R(p) + \underline{Z}_{TS}(p)\,\underline{i}_S(p) + \underline{Z}_{TT}(p)\,\underline{i}_T(p) &= \underline{u}_T(p). \end{aligned}\right\} \tag{5.60}$$

în care :

$\underline{Z}_{RR}(p), \underline{Z}_{SS}(p), \underline{Z}_{TT}(p)$ sînt impedanțele operaționale proprii ale fazelor R, S și T;

$Z_{RS}(p), Z_{ST}(p), Z_{TR}(p)$ — impedanțele operaționale mutuale între faze;

$p = \alpha + j\omega$.

Considerînd un sistem trifazat simetric

$$\left.\begin{aligned} \underline{Z}_{RR}(p) &= \underline{Z}_{SS}(p) = \underline{Z}_{TT}(p), \\ \underline{Z}_{RS}(p) &= \underline{Z}_{ST}(p) = \underline{Z}_{TR}(p), \\ \underline{Z}_{SR}(p) &= \underline{Z}_{TS}(p) = \underline{Z}_{RT}(p). \end{aligned}\right\} \tag{6.61}$$

și folosind relațiile cunoscute din teoria componentelor simetrice obținem următoarele ecuații operaționale în componente simetrice

$$\left.\begin{aligned} \underline{Z}_1(p)\,\underline{I}_1(p) &= \underline{U}_1(p), \\ \underline{Z}_2(p)\,\underline{I}_2(p) &= \underline{U}_2(p), \\ \underline{Z}_0(p)\,\underline{I}_0(p) &= \underline{U}_0(p), \end{aligned}\right\} \tag{5.62}$$

în care $\underline{Z}_1(p)$, $\underline{Z}_2(p)$, $\underline{Z}_0(p)$ sînt impedanțele operaționale de succesiune directă, inversă și homopolară.

Deoarece mărimile electrice corespunzătoare proceselor tranzitorii în regimuri nesimetrice sînt legate prin aceleași relații ca și în regimurile permanente nesimetrice, pentru calculul lor se pot utiliza aceleași scheme echivalente monofilare (modul de conexiune a schemelor de secvență se păstrează), cu condiția utilizării în aceste scheme a impedanțelor (admitanțelor) exprimate sub formă operațională.

În schemele echivalente de succesiune pentru calculul curenților și tensiunilor în regimuri nesimetrice se închide o singură forță electromotoare $\underline{U}(t)$ egală cu cea existentă înainte de apariția defectului în punctul respectiv. În schemele utilizate în calculul operațional această tensiune va fi notată cu $\underline{U}(p)$ — *imaginea ei operațională.*

Algoritmul de rezolvare se compune din următoarele etape :

— Se întocmește schema monofilară echivalentă a celor trei scheme de succesiune directă, inversă și homopolară.

— Se calculează expresiile operaționale ale impedanțelor proprii fiecărei secvențe, rezultate ca urmare a operațiilor de transfigurare efectuate asupra schemelor desfășurate de secvență în care fiecare element este reprezentat prin impedanța sau admitanța operațională.

— Se calculează funcțiile corespunzătoare de transfer ce exprimă relațiile dintre mărimile electrice necunoscute și valoarea $\underline{U}(p)$ cunoscută.

— Se anulează ecuația caracteristică corespunzătoare numitorului funcției de transfer, în ipoteza că aceasta se exprimă ca o funcție de două polinoame, și se determină rădăcinile acestei ecuații, în general, mărimi

complexe (rădăcinile sînt în perechi conjugate) din care se determină atenuările și frecvențele fiecărei oscilații.

Polinoamele funcției de transfer sînt de forma

$$\sum_{i=0}^{n} a_i p^i, \tag{5.63}$$

în care: $p = \alpha + j\beta$; α — coeficientul de atenuare; β — frecvența corespunzătoare a componentei libere.

Anulînd ecuația caracteristică (5.63) și rezolvînd două sisteme de ecuații, una pentru partea reală și alta pentru partea imaginară se obțin valorile lui α_i și β_i.

Schema echivalentă pentru studiul punerii la pămînt a unei faze.

Schema echivalentă globală pentru studiul punerii la pămînt a unei faze (defectul pe faza R) este dată în fig. 5.22, unde s-a notat cu :

D, I, H — multipolul echivalent schemei de succesiune directă, respectiv inversă și homopolară;
$\underline{U}_k$ — tensiunea în nodul k înainte de defect;
K_1, K_2, K_0 — nodul K în secvență directă, inversă și homopolară;
O_1, O_2, O_0 — bara de nul în secvență directă, inversă și homopolară.

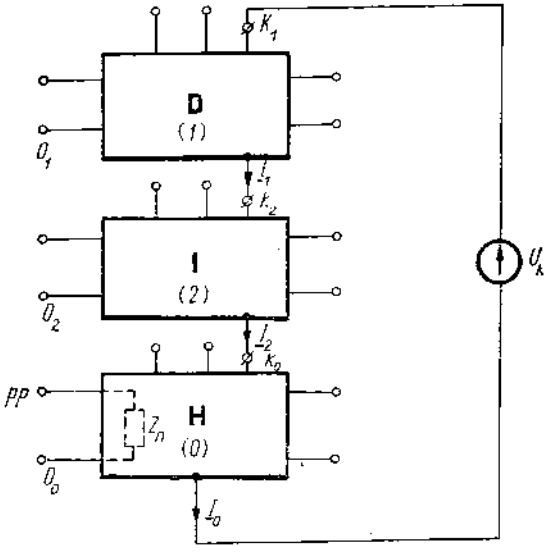


Fig. 5.22. Schema echivalentă globală pentru studiul punerii la pămînt a unei faze (defectul pe faza R).

Condițiile la limită corespunzătoare scurtcircuitului monofazat sînt — în componente simetrice

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_2 = \underline{I}_0;$$
$$\underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_0 = \underline{U}_k.$$

— în componente de fază :

$$\underline{I}_S = \underline{I}_T = 0;$$

$$\underline{U}_R = 0.$$

Exprimînd prin $\underline{Z}_1^{kk}(p)$, $\underline{Z}_2^{kk}(p)$, $\underline{Z}_0^{kk}(p)$ impedanțele proprii schemelor de succesiune directă, inversă și homopolară în expresie operațională, în nodul de defect K, se obține schema de calcul din fig. 5.23.

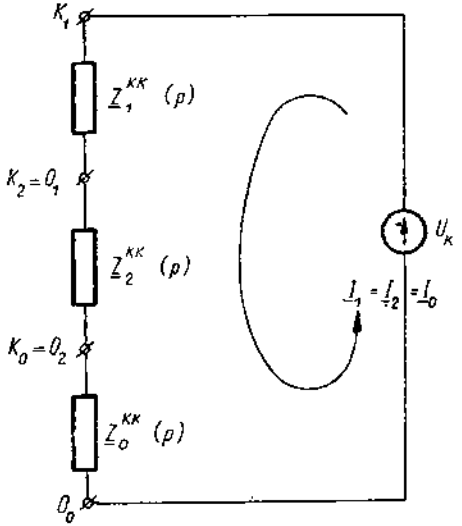


Fig. 5.23. Schema redusă de calcul, în expresie operațională, în cazul punerii la pămînt a unei faze.

Conform ipotezelor prezentate anterior se consideră egale impedanțele corespunzătoare celor două succesiuni — directă și inversă. Schema echivalentă desfășurată pentru succesiunea directă este dată în fig. 5.24, *a*, iar pentru succesiunea homopolară în fig. 5.24, *b*.

Se fac următoarele ipoteze :

$$\underline{Z}_{1,2,0}^{ei} = \underline{Z}_{1,2,0}^{ej} = \underline{Z}_{1,2,0}^{e}.$$

$\underline{Z}^{ii}$ este impedanța proprie rețelei văzută din nodul i, mai puțin linia cu defect. În secvența homopolară nu se consideră sarcina, ca urmare

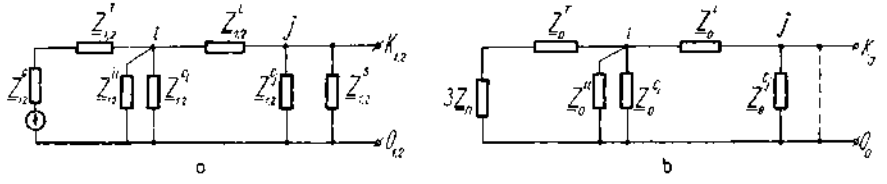


Fig. 5.24. Schema echivalentă desfășurată :
a — pentru succesiunea directă/inversă; *b* — pentru succesiunea homopolară.

$\underline{Z}_0^s = \infty$. Impedanța dispozitivului de tratare a neutrului se consideră prin valoarea $3\,\underline{Z}_n = \underline{Z}^N$.

Impedanța de succesiune directă, inversă se poate scrie sub o formă generală

$$\underline{Z}_{1,2} = \frac{\sum_{i=0}^{n} a_i p^i}{\sum_{i=0}^{n+1} b_i p^i}, \tag{5.64}$$

iar impedanța de succesiune homopolară

$$\underline{Z}_0 = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} c_i p^i}{\sum_{i=0}^{n} d_i p^i}. \tag{5.65}$$

Impedanța totală de scurtcircuit monofazat se poate scrie

$$\underline{Z}_\Sigma(p) = 2\,\underline{Z}_1(p) + \underline{Z}_0(p).$$

Înlocuind valorile lui $\underline{Z}_1(p)$ și $\underline{Z}_0(p)$ se obține

$$\underline{Z}_\Sigma(p) = 2\frac{\sum_{i=0}^{n} a_i p^i}{\sum_{i=0}^{n+1} b_i p^i} + \frac{\sum_{i=0}^{n-1} c_i p^i}{\sum_{i=0}^{n} d_i p^i}. \tag{5.66}$$

Pentru calculul expresiilor operaționale ale funcțiilor de transfer se utilizează schema din fig. 5.25 și relațiile

$$F_\alpha(p) = \frac{\Delta\underline{U}_\alpha(p)}{\underline{U}(p)} = \frac{\underline{Z}_\alpha^{kk}(p)}{\underline{Z}_\Sigma(p)} \equiv \frac{M_\alpha(p)}{N_\alpha(p)}, \tag{5.67}$$

în care α ia valorile 1, 2, 0 și N.

Necesitatea considerării unul model matematic cît mai complex impune utilizarea calculatoarelor electronice, avînd în vedere gradul ridicat al sistemelor de ecuații diferențiale ce trebuie rezolvate pentru calculul supratensiunilor interne.

Pentru integrarea sistemelor de ecuații diferențiale se poate utiliza orice metodă de integrare numerică cum ar fi *metoda Runge-Kutta* etc.

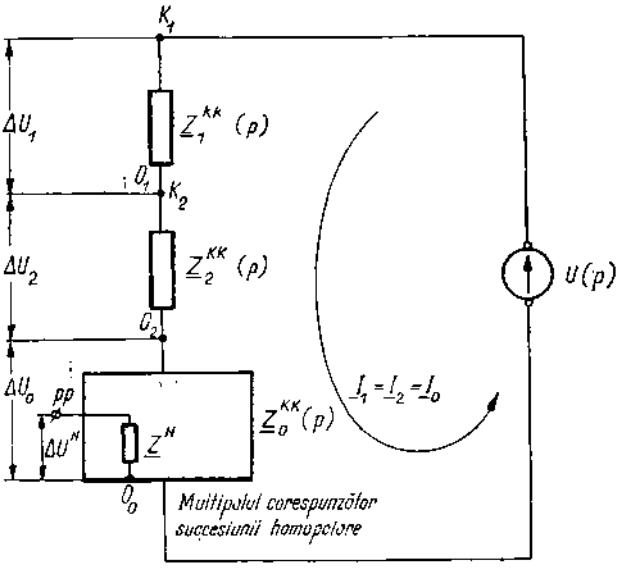


Fig. 5.25. Schema de calcul a funcțiilor de transfer pentru studiul punerii la pământ a unei faze.

5.7.3. CALCULUL SUPRATENSIUNILOR INTERNE ÎN REȚELELE CU PARAMETRI CONSTANȚI

Pentru calculul supratensiunilor interne, într-o rețea cu neutrul tratat, în cazul unui scurtcircuit monofazat, se folosește schema din fig.5.26.

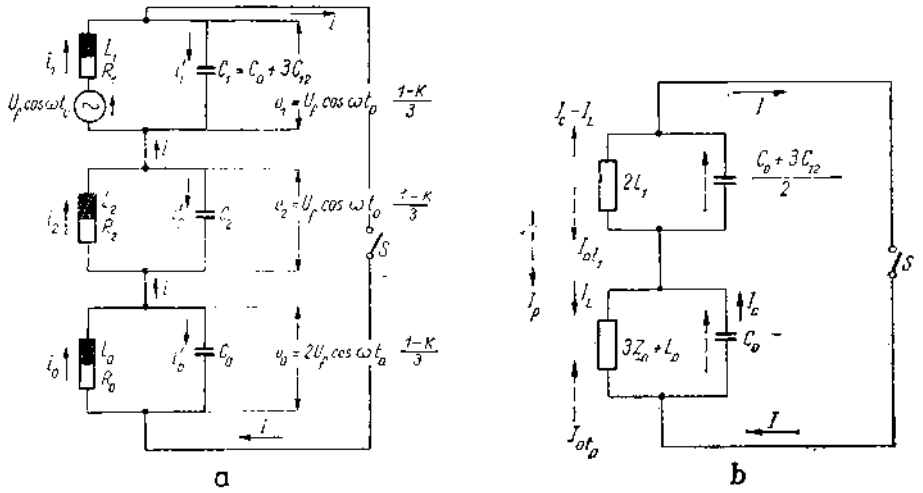


Fig. 5.26. Schema echivalentă de calcul pentru studiul supratensiunilor interne în rețele:
a — schema generală de calcul; b — schema redusă.

Ecuațiile care descriu fenomenul se scriu pentru fiecare succesiune în parte, obținîndu-se sistemul

$$\left.\begin{aligned}
&u_1 = U_f \cos \omega t_0 - R_1 i_1 - L_1 \frac{\mathrm{d}i_1}{\mathrm{d}t};\\
&u_2 = - R_2 i_2 - L_2 \frac{\mathrm{d}i_2}{\mathrm{d}t};\\
&u_0 = - R_0 i_0 - L_0 \frac{\mathrm{d}i_0}{\mathrm{d}t};\\
&i'_1 = C_1 \frac{\mathrm{d}u_1}{\mathrm{d}t}; \quad i'_2 = C_2 \frac{\mathrm{d}u_2}{\mathrm{d}t}; \quad i'_0 = C_0 \frac{\mathrm{d}u_0}{\mathrm{d}t};\\
&u_1 + u_2 + u_3 = 0;\\
&i_1 - i'_1 = i; \quad i_2 - i'_2 = i; \quad i_0 - i'_0 = i.
\end{aligned}\right\} \tag{5.68}$$

Se face ipoteza că $R_1 = R_2$; $L_1 = L_2$; $C_1 = C_2$. Sistemul de ecuații (5.68) se mai poate scrie

$$\left.\begin{aligned}
&L_1 C_1 \frac{\mathrm{d}^2 i_1}{\mathrm{d}t^2} + R_1 C_1 \frac{\mathrm{d}i_1}{\mathrm{d}t} + i_1 = i - \omega C_1 U_f \sin \omega t_0;\\
&L_1 C_1 \frac{\mathrm{d}^2 i_2}{\mathrm{d}t^2} + R_1 C_1 \frac{\mathrm{d}i_2}{\mathrm{d}t} + i_2 = i;\\
&L_0 C_0 \frac{\mathrm{d}^2 i_2}{\mathrm{d}t^2} + R_0 C_0 \frac{\mathrm{d}i_0}{\mathrm{d}t} + i_0 = i.
\end{aligned}\right\} \tag{5.69}$$

$$\frac{i_1}{C_1} + \frac{i_2}{C_1} + \frac{i_0}{C_0} = i\left(\frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_0}\right). \tag{5.70}$$

Valoarea curentului i, rezultă din (5.70) astfel

$$i = \alpha_1 (i_1 + i_2) + (1 - 2\,\alpha_1)\, i_0,$$

unde : $\alpha_1 = \dfrac{C_0}{2\,C_0 + C_1}$; $\quad 1 - 2\,\alpha_1 = \dfrac{C_1}{2\,C_0 + C_1}$.

Dacă se notează :

$$\frac{\mathrm{d}i_1}{\mathrm{d}t} = y_1; \quad \frac{\mathrm{d}i_2}{\mathrm{d}t} = y_2; \quad \frac{\mathrm{d}i_0}{\mathrm{d}t} = y_0,$$

sistemul de ecuații (5.69) devine

$$\left.\begin{aligned} L_1C_1\frac{dy_1}{dt} &= -R_1C_1y_1+(\alpha_1-1)\,i_1+\alpha_1i_2+(1-2\alpha_1)\,i_0- \\ &\quad -\omega C_1U\sin\omega t_0; \\ L_1C_1\frac{dy_2}{dt} &= -R_1C_1\,y_2+\alpha_1i_1+(\alpha_1-1)\,i_2+(1-2\alpha_1)\,i_0; \\ L_0C_0\frac{dy_0}{dt} &= -R_0C_0y_0+\alpha_1i_1+\alpha_2i_2-2\alpha_1i_0. \end{aligned}\right\} \quad (5.71)$$

Sistemul de ecuații diferențiale (5.71) se rezolvă printr-una din metodele cunoscute.

Calculul supratensiunilor interne se face atît în regim staționar de defect cît și în regim tranzitoriu de defect.

Regimul staționar de defect permite determinarea curentului de defect, a tensiunii în punctul neutru și pe fazele sănătoase după un timp considerat practic infinit, adică după atenuarea fenomenului tranzitoriu.

Pentru calculul acestor valori trebuie să se ia în considerare și influența sarcinii.

Pentru calculul regimului staționar de defect trebuie să se analizeze posibilitatea apariției fenomenului de rezonanță funcție de raportul dintre impedanța de succesiune homopolară și cea de succesiune directă a rețelei (calculate în raport cu punctul de defect). Pentru cazul cel mai defavorabil, cînd se neglijează rezistențele din circuit, poate apare rezonanță cînd raportul x_0/x_1 este cuprins între -1 și -5 [47].

Regimul tranzitoriu de defect. În acest regim peste componenta staționară se suprapune *componenta liberă tranzitorie* și cea *aperiodică*. Schema echivalentă de calcul este cea din fig. 5.26, *b*, pe baza ei putîndu-se determina tensiunea tranzitorie în punctul neutru și curentul care poate apare atît în punctul de defect cît și la bornele dispozitivului de compensare [3].

În desfășurarea fenomenului tranzitoriu se demonstrează că la momentul $t = 0_+$, componenta tranzitorie în locul de defect (care determină și amplitudinea maximă a tensiunii) nu este influențată de modul de tratare a neutrului, mai ales în cazul cînd se folosește o bobină de reactanță.

Aceasta se explică deoarece curentul de defect în primul moment nu se poate închide prin bobină (efectul inductanței) și deci regimul tranzitoriu prin capacitate nu este practic influențat de prezența bobinei în momentul $t = 0_+$.

Formulele de calcul scot în evidență influența oscilațiilor libere ale sistemului (ω_l), a caracteristicii rețelei (exprimată prin raportul K dintre

capacitatea între faze și capacitatea față de pământ) cît și a momentului de apariție a defectului asupra amplitudinii curentului de defect și a tensiunii punctului neutru.

Curentul în punctul de defect, în regim staționar, se calculează cu relația

$$i_{ps} = 3U_f\left[\omega C_0 - \frac{1}{(3\underline{Z}_n + L_0)}\right]\sin\omega t = (I_c - I_L)\sin\omega t. \qquad (5.72)$$

Curentul liber tranzitoriu de frecvență ω_f (cele două componente) se calculează cu relația

$$i_{plt} = \left\{\begin{array}{l} -\frac{2}{3}(1-K)\frac{\omega_f}{\omega} I_C \cos\omega t_0 \sin(t-t_0); \\ -\frac{2}{3}(1-K) I_C \sin\omega t_0 \cos\omega t\,(t-t_0) + \\ \underbrace{+\frac{2L_1}{3\underline{Z}_n + L_0 + 2L_1} I_c \sin\omega t_0 \cos\omega_f (t-t_0)}_{A} \end{array}\right\}. \qquad (5.73)$$

În general, expresia A din ecuația (5.73) se neglijează.

Curentul aperiodic tranzitoriu se calculează cu relația

$$i_{at} = I_L \sin\omega t_0 - \frac{2L_1}{3\underline{Z}_n + L_0 + 2L_1} I_C \sin\omega t_0. \qquad (5.74)$$

Curentul la bornele dispozitivului de compensare în regim staționar este

$$i_{Ds} = \frac{3U_f}{\omega(3\underline{Z}_n + L_0)}\sin\omega t. \qquad (5.75)$$

Curentul liber tranzitoriu la bornele dispozitivului de compensare este

$$i_{Dlt} = \left\{\begin{array}{l} \frac{2}{3}(1-K)\frac{\omega}{\omega_f} I_L \cos\omega t_0 \sin\omega_f (t-t_0); \\ -\frac{2L_1}{3\underline{Z}_n + L_0 + 2L_1} I_L \sin\omega t_0 \cos\omega_f (t-t_0) \end{array}\right\}, \qquad (5.76)$$

iar curentul aperiodic tranzitoriu este

$$i_{Dat} = -I_L \sin\omega t_0 + \frac{2L_1}{3\underline{Z}_n + L_0 + 2L_1} I \sin\omega t_0 . \qquad (5.77)$$

Tensiunea punctului neutru se calculează conform relaţiei

$$u_0 = U_f \cos\omega t - \frac{2}{3} U_f (1-K) e^{\alpha t} \left[\frac{\omega}{\omega_f} \sin\omega t_0 \sin\omega_f (t-t_0) - \cos\omega t_0 \cos\omega_f (t-t_0) \right] . \qquad (5.78)$$

Semnificaţia parametrilor care intră în componenţa acestor formule este următoarea :

I_C este amplitudinea curentului prin capacitatea de punere la pămînt a reţelei ;

I_L — amplitudinea curentului prin dispozitivul de compensare ;

U_f — amplitudinea tensiunii reţelei în regimul normal de funcţionare ;

C_0 — capacitatea faţă de pămînt a reţelei legată galvanic ;

$\underline{Z}_n$ — impedanţa dispozitivului de compensare ;

L_1 — inductanţa de succesiune directă a reţelei ;

L_0 — inductanţa de succesiune homopolară a reţelei ;

$K = \dfrac{C_{12}}{C_0 + C_{12}}$, unde C_{12} este capacitatea între faze a reţelei (linie aeriană sau cablu) ;

ω_f — frecvenţa oscilaţiilor libere.

S-au făcut următoarele ipoteze : $L_1 = L_2$; $C_1 = C_2$.

La cablurile monofazate $C_1 = C_2 = C_0$, iar la cablurile trifazate $C_1 = C_0 = 3C_{12}$.

Pentru determinarea valorilor maxime tranzitorii ce se pot înregistra în cazul unei simple puneri la pămînt trebuie analizate cazurile caracteristice şi anume :

— apariţia defectului la momentul $\omega t_0 = \dfrac{\pi}{2}$;

— apariţia defectului la momentul $\omega t_0 = 0$.

Pentru uşurinţa aplicării modelului de calcul pentru studiul supratensiunilor interne în reţelele de distribuţie în funcţie de modul de tratare a neutrului, este recomandabil întocmirea unui program de calcul, astfel încît rezolvarea acestei probleme să se poată face automat cu ajutorul calculatoarelor electronice.

Asigurarea unei precizii necesare de calcul pe un calculator numeric necesită stabilirea unei bune concordanţe a parametrilor modelului matematic cu cel real mai ales, avînd în vedere necesitatea de a ţine seama de dependenţa de frecvenţă a unor parametri ce intră în model, ceea ce impune analiza modului de asigurare a datelor necesare.

BIBLIOGRAFIE

1. FORTESCUE, C. L. *Method of Symmetrical Coordonates Applied to the Solution of Polyphase Networks.* În : Trans. Amer. Instit. Electric. Eng., S.U.A., 37, 1918, p. 1027—1140.
2. WAGNER, C. L. și EVANS, R. D. *Symmetrical Components.* New-York — Londra, Editura Mc-Graw Hill Book Company, 1933.
3. WILHEIM, R. și WATERS, M. *Neutral Grounding in High Voltage Transmission* . Editura Elsevier, 1956.
4. BOUVIER, M. *Les défauts à la terre dans les réseaux de distribution aérienne à moyenne tension.* În : Bull S.F.E., nr 2, 1959, p. 23—28.
5. DIMO, P., ARIE, E. ș.a. *Tratarea neutrului în rețelele de înaltă tensiune pentru eliminarea supratensiunilor prelungite.* București, Editura Academiei R.S.R., 1960.
6. DIMO, P., *Cauza supratensiunilor prelungite în rețelele cu neutrul izolat.* În : Studii și cercetări de energetică. București, nr. 3, 1953, p. 15—95.
7. LE VERRE, P. *Les surtensions lors de l'élimination des circuits sur les réseaux dont le neutre est mis à la terre par une réactance.* În : Bull, S.F.E., 8, nr. 4, 1960, p. 200—208.
8. BAATZ, H. *Praxis der sternpunkt behandlung in dem verschiedenem Ländern fiir Netze mit Betriebsspannungen von 110 kV und darunter.* În : ETZ—A, R.F.G., 82, nr. 21, 1961, p. 654—656.
9. HAȚEGANU, I. *Tratarea neutrului în sistemul 35 kV Hunedoara.* În : Energetica, 8, nr. 7, 1960, p. 320—323.
10. BORISOGLEBSKII, P. ș.a. *Tehnica visokih napriajenii.* Moscova, Editura G E I, 1963, p. 466.
11. * * * *Application Guide on Method of Neutral Grounding of Transmission Systems.* AIEE Commitee Report. În : Trans. AIEE, PAS, part. III, 1953, p. 662.
12. MESTERMANN, R. *Die Behandlung des Sternpunktes in städtischen Kabelnetzen.* În : ETZ-A, R.F.G., 82, nr. 9, 1961, p. 656—668.
13. ERICH, M. și HEINZE, H. *Löschung von Erdschlusslichtbögen in Mittelspannungsnetzen.* În : ETZ-A, R.F.G., 84, nr. 5, 1963, p. 158—160.
14. ROBERT, R. *Quelques aspects de la technique française en matière de la distribution d'énergie électrique.* În : R.G.E., Franța, nr. 9, 1967, p. 88—93.
15. KAHNT, R. și KÖRNER, H. *Niederohmige Sternpunkterdung in Mittelspannungskabelnetzen.* În : Elektrizitätswirtschaft, R.F.G., 67, nr. 13, 1968, p. 336—342.
16. ERICH, M. și ZADUK, H. *Behandlung des Sternpunktes Art des Netzaufbaus und Betrieb von Mittelspannungsnetzen in Deutschland, Frankreich und Italien.* În : Elektriezitätswirtschaft , 68, nr. 22, oct. 1969, p. 737—71.
17. HEILBRONNER, F. *Verfahren zur Ermittlung der günstingsten Sternpunkterdung in wirksam geerdeten Netzen.* În : Energietechnik, R.F.G., 19, nr. 3, 1969, p. 113—115.
18. ECKEY, G. și TRAPPE, W. *Einführung der halbstarren Sternpunkterdung in ein Mittelspannungsnetz und Betriebserfahrungen.* În : Energiewirtschaftliche Tagesfragen, R.F.G., 19, nr. 3, 1969, p. 73—82.
19. BURKHARDT, N. *Conception et protection des réseaux moyenne tension.* În : Bull. ASE, Elveția, 61, 1970, p. 158—161.
20. RUEGER, M. și STOLE, E. *Optimale Sternpunktbehandlung in Mittelspannungsnetzen.* În : Elektriezitätswirtschaft, R.F.G., 69, nr. 21, oct. 1970, p. 565—570.
21. PÉLISSIER, R. *Les réseaux d'énergie électrique,* Vol. I și II, Paris, Editura Dunod, 1971.
22. * * * *Guide technique de la distribution. Reglage des protection* Paris, E.D.F. E — 61—25, 1972.
23. HOPPNER, H. *Planung und Betriebsprobleme bei der Einführung der niederohmigen. Sternpunkterung in Mittelspannungskabelnetzen.* În : Electrie, R.D.G., 29, nr. 7, 1975, p. 349—354.
24. * * * *Studii documentare. Tratarea neutrului în rețele electrice.* O.D.E., M.E.E., 1970.
25. M.E.E. *Normativ PE 109/74 privind alegerea izolației, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor.* ICEMENERG, 1977.
26. DRĂGAN, G., MICLESCU, T. ș.a. *Supratensiuni interne în sistemele electroenergetice.* București, Editura tehnică, 1975, p. 367.

27. IONESCU, G.-T. *Tratarea neutrului rețelelor subterane de medie tensiune prin rezistență. Studiu comparativ privind modul de tratare a neutrului în rețelele de distribuție de medie tensiune în cablu subteran.* București, ICEMENERG, nr. 1588/75, 1976.
28. MIHĂILEANU, C. LASZLO, T. și SPÎNU, A. *Unele noi aspecte cu privire la tratarea neutrului în rețelele de medie tensiune.* Prima conferință a energeticienilor din România, Raport VII|35, București, oct. 1974.
29. GAVRILAȘ N. ș.a. *Considerații privind tratarea neutrului rețelelor electrice în cabluri.* Prima conferință a energeticienilor din România. Referat VII/37, București, oct. 1974.
30. TĂNĂSESCU, A. și IȘFANU, T. *Tratarea neutrului rețelelor electrice de medie tensiune cu rezistență.* Prima conferință a energeticienilor din România, Referat VII/36, București, oct. 1974.
31. MARK, D. și BĂLAN, G. *Coordonarea izolației în sistemele electrice,* București, Editura tehnică, 1968, p. 198.
32. BĂLAN, G. *Influența tratării neutrului asupra siguranței în funcționare a rețelelor de medie tensiune.* Teză de doctorat, Institutul Politehnic București, 1978.
33. ALBERT, H. FLOREA, I. și IORDĂNESCU, I. *Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor industriale.* București, Editura tehnică, 1978, p. 419.
34. IONAȘCU, G. *Utilizarea întreruptorului șunt în rețelele de MT ale I.R.E. București.* Propunere de inovație C.I.R.E., 1968.
35. LIHACEV, V. L. *Vibor ustanovka i eksploatația dugogasiașcih aparatov.* Moscova, Editura GEI, 1959.
36. RADU, N. *Recomandări privind alegerea, instalarea și exploatarea bobinelor de stingere.* București I.R.M.E. — Generalizarea experienței de exploatare, nr. 14, 1964.
37. MANGU, G. *Rezistența de punere la pământ a neutrului rețelelor de medie tensiune.* București, I.R.M.E., 1967.
38. * * * *Determinarea caracteristicilor și posibilităților executării rezistențelor de punere la pământ a neutrului de medie tensiune.* APAT—Cîmpina, 1974.
39. * * * *Determinarea timpului de funcționare sub defect monofazat a cablurilor de MT.* C.I.R.E. — SCP, 1974.
40. STAS 7334-78 *Instalații de protecție prin legare la pământ în instalațiile de înaltă tensiune,*
41. STAS 6119-77 *Instalații de protecție prin legare la pământ în instalații de joasă tensiune.*
42. STAS 6616-78 *Instalații de protecție prin legare la nul la instalații de joasă tensiune.*
43. STAS 6498-67 *Coordonarea izolației. Nivele de izolație și protecție.*
44. DUBANTON, C., RAFFIER, H. și ROUX, J. *Etude numérique des surtensions d'enclenchement.* Paris, E.D.F — Bulletin de la Direction des Etudes et Recherches. Serie B. Réseaux Electriques, Matériels Electriques, nr. 4, 1970, p. 25—36.
45. BLANCHON, F. DUBANTON, C. și ROUX, J. *Détermination numérique des surtension d'enclenchement dans un réseaux complexe de transport d'énergie.* Paris, E.D.F. — Bulletin de la Direction des Etudes et Recherches — Serie B. Réseaux Electriques. Matériels Electique, nr. 3 1971, p. 73—80.
46. ARISMUNANDAR, A. PRICE, W. S. și McELROY, A. J. *A Digital Computer Iterative Method for Simulating Switching Surge Responses of Power Transmission Networks.* În: IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, SUA, 83, aprilie 1964, p. 356—368.
47. PETERSON, A. H. *Transient in Power Systems.* Londra, 1959.
48. ULIANOV, S. A. *Regimuri tranzitorii ale sistemelor electrice.* București, Ed. tehnică, 1967.
49. RÜGER, M. și STOLTE, E. *Optimale Sternpunktbehandlung in Mittelspannungsnetzen.* În: Elektrizitätswirtschaft, R.F.G., 69, 1970, p. 565—570.

6. INFLUENȚELE RECIPROCE DINTRE REȚELELE ELECTRICE ȘI MEDIUL INCONJURĂTOR

6.1. INFLUENȚELE SUPRATENSIUNILOR ATMOSFERICE ASUPRA REȚELELOR ELECTRICE

În timpul funcționării normale a sistemului energetic, izolația instalațiilor este solicitată la tensiunea de serviciu, apropiată de valoarea nominală. Din anumite cauze însă izolația poate fi solicitată la tensiuni mai mari decît cele maxime de serviciu. Orice creștere a tensiunii instalațiilor peste tensiunea maximă de serviciu se definește ca supratensiune.

În rețelele electrice pot apărea în principal două categorii mari de supratensiuni : de origină internă și de origină externă.

Supratensiunile de origină internă reprezintă creșteri ale tensiunii peste tensiunea normală de serviciu, datorate diverselor procese tranzitorii care apar în rețelele electrice, în diferite condiții de exploatare, cum sînt : deconectarea sau conectarea în gol a transformatoarelor, apariția accidentală a unor puneri la pămînt (în special în rețelele electrice cu neutrul izolat), fenomenul de rezonanță și de ferorezonanță în circuite conținînd miezuri din fier saturate, apariția accidentală a unor scurtcircuite nesimetrice, conectarea sau deconectarea nesincronă a fazelor unui întreruptor tripolar etc.

Izolația instalațiilor electrice este astfel dimensionată încît să poată suporta anumite supratensiuni, fără străpungeri sau conturnări. În funcție de tensiunea nominală a instalației se stabilește tensiunea maximă de o anumită formă, pe care trebuie s-o suporte izolația, respectiv nivelul de izolație. Acest nivel de izolație este impus prin acte normative, în funcție de tensiunea de serviciu a instalației.

Supratensiunile de origină externă sînt provocate, în primul rînd de trăznet (supratensiuni atmosferice), dar mai pot fi provocate și de atingerile accidentale între două instalații de tensiuni diferite.

Dacă în cazul contactului electric între două instalații, cea de tensiune de serviciu mai mică preia tensiunea rețelei de tensiune mai mare, nu același efect este și în cazul supratensiunilor atmosferice. Amplitudinea curentului de trăznet, la o lovitură directă, poate atinge 200 kA. O astfel de lovitură de trăznet provoacă în instalație supratensiuni de ordinul a milioane de volți, ceea ce va conduce implicit, la deteriorarea izolației, dacă nu se iau alte măsuri de protejare.

Această necesitate, devenită tot mai acută odată cu dezvoltarea instalațiilor energetice, a condus la apariția metodelor și dispozitivelor de protecție împotriva supratensiunilor atmosferice, în primul rînd.

Alegerea corespunzătoare a protecției împotriva supratensiunilor atmosferice, presupune cunoașterea condițiilor keraunice (indicele keraunic exprimînd numărul anual de zile în care se constată supratensiuni atmosferice—oraje), precum și date statistice de avarii specifice, la instalațiile amplasate în zona sau regiunea luată în considerare.

Pe lîngă aceste elemente certe, alegerea tipului de protecție împotriva supratensiunilor se bazează și pe elemente de probabilitate ca: probabilitatea unei loviturii directe de trăznet în instalație, probabilitatea unui curent de trăznet mai mare decît valoarea luată în considerare etc.

6.1.1. TRĂZNETUL ȘI EFECTELE LUI

Descărcarea electrică între nor și pămînt, se numește trăznet și este cauza supratensiunilor atmosferice.

Probabilitatea de apariție a curenților de trăznet de o anumită amplitudine se aproximează cu formula:

$$\operatorname{tg}\psi_i = 2\ \frac{I_0}{60},$$

în care: I_0 este amplitudinea de trăznet, în kA; ψ_i — probabilitatea de apariție a unui curent mai mare decît I_0 în %.

Un trăznet poate produce supratensiuni în instalațiile electrice, fie ca urmare a loviturilor directe în instalație, fie ca urmare a loviturilor indirecte (în apropierea instalațiilor electroenergetice).

O lovitură directă de trăznet stabilește un contact galvanic direct între canalul principal de descărcare și instalația electrică lovită. În funcție de obiectul lovit, efectul loviturii directe este diferit. În cazul loviri unui obiect metalic legat la pămînt, se produce o ușoară încălzire a acestuia, un stîlp din lemn poate fi aschiat, iar un coș de fum sau o construcție înaltă din cărămidă pot fi distruse de efectele electrodinamice ale trăznetului.

O lovitură indirectă de trăznet produce în instalațiile electrice, prin inducție electrică și magnetică, supratensiuni induse. Valoarea acestor supratensiuni U_{ind} se poate estima cu formula:

$$U_{ind} = \frac{25\ I_{tr}\ h_{med}}{S},$$

în care : I_{tr} este curentul de trăznet, în kA ; h_{med} — înălțimea medie a obiectului deasupra solului, în m ; S — distanța medie a obiectului, în m.

Un trăznet înmagazinează o energie foarte mare, dar efectul termic este redus ca urmare a unei durate foarte mici (cîteva zeci pînă la cîteva sute de microsecunde). În consecință un curent de trăznet de 200 kA poate fi suportat și condus la pămînt de un conductor din oțel de 16 mm² sau unul din cupru de 6 mm².

6.1.2. APARATE ȘI DIPOZITIVE DE PROTECȚIE ÎMPOTRIVA SUPRATENSIUNILOR

Protecția izolației instalațiilor electrice împotriva undelor de supratensiune se asigură prin descărcătoare. Acestea limitează supratensiunile pînă la valori care nu sînt periculoase pentru izolație.

Funcționarea descărcătoarelor se bazează în principiu pe amorsarea la impuls a spațiului dintre doi electrozi (fig. 6.1.) : unul (*1*) legat la faza *F* a rețelei electrice și altul (*2*) legat la pămînt. Atunci cînd valoarea supratensiunii depășește valoarea tensiunii de amorsare pentru care a fost reglată distanța dintre electrozi, descărcătorul va lucra. După amorsarea la impuls, între cei doi electrozi se formează un arc electric de frecvență industrială, care va fi stins fie de descărcător, fie ca urmare a declanșării instalației electrice prin protecția de acționare a întreruptoarelor.

Orice interval disruptiv (eclator unitar) se caracterizează printr-o caracteristică tensiune — timp (fig. 6.2).

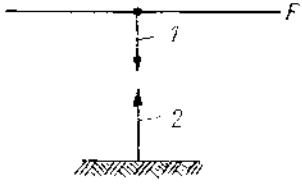


Fig. 6.1. Eclator unitar.

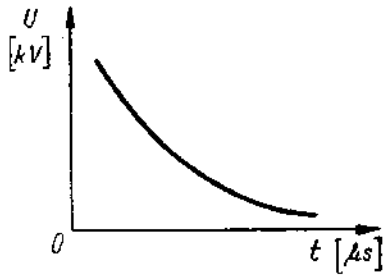


Fig. 6.2. Caracteristica tensiune-timp a eclatorului unitar.

Descărcarea în intervalul de amorsare la unda de impuls depinde de o serie de factori cu caracter aleatoriu (starea electrozilor, nivelul de ionizare, polaritatea undelor etc.), astfel că în realitate caracteristica tensiune — timp reprezintă de fapt o zonă, cu o dispersie mare de tensiuni pentru timpi mici și mari. În aceste condiții, intervalul de amorsare se caracterizează prin nivelul tensiunii la care 50% din impulsurile aplicate produc amorsarea intervalului de amorsare.

Aparatele și dispozitivele de protecție împotriva supratensiunilor sînt de două tipuri : descărcătoarele cu rezistență variabilă și descărcătoarele cu coarne.

Descărcătoarele cu rezistență variabilă DRV se utilizează la protecția echipamentului electric și în primul rînd a transformatoarelor de putere din stațiile și posturile de transformare, ca și al autotransformatoarelor.

În principiu, un descărcător cu rezistență variabilă cuprinde două elemente de bază, montate în serie : intervalul de amorsare și rezistența neliniară.

Intervalul de amorsare are rolul ca în regim normal de funcționare să asigure izolarea față de pămînt și să amorseze atunci cînd apare o supratensiune care depășește o valoare dată, și totodată să contribuie la stingerea curentului de însoțire, care se scurge prin descărcător, datorită tensiunii instalației. Valoarea acestui curent de însoțire este de ordinul zecilor și sutelor de amperi.

După modul în care intervalul de amorsare asigură stingerea curentului de însoțire se deosebesc două tipuri de descărcătoare cu rezistență variabilă : de tip normal și cu suflare forțată a arcului.

La descărcătoarele cu rezistență variabilă *de tip normal*, stingerea curentului de însoțire se face prin ruperea arcului electric în mai multe segmente, ca urmare a utilizării unui număr mare de eclatoare, montate în serie.

La descărcătoarele cu rezistență variabilă *cu suflare forțată a arcului electric*, stingerea curentului de însoțire se efectuează cu ajutorul unui cîmp magnetic produs de o bobină sau de magneți permanenți.

Rezistența neliniară (rezistența variabilă) are rolul de a limita tensiunea pe descărcător și de a reduce curentul de însoțire pînă la valori pe care le pot stinge intervalele de protecție.

În regim normal de funcționare al instalațiilor electrice, rezistența neliniară este izolată, nefiind parcursă de curent. Atunci cînd apare o undă de supratensiune, care depășește tensiunea de amorsare a intervalului de amorsare, descărcătorul este parcurs de un impuls de curent.

Creșterea curentului prin rezistență, conduce la creșterea corespunzătoare a tensiunii la bornele descărcătorului. Pentru ca această tensiune să nu crească peste o valoare maximă admisă, trebuie ca odată cu creșterea curentului de impuls prin descărcător, să scadă rezistența elementelor parcurse. Această funcție este îndeplinită de rezistențele neliniare (variabile) la care rezistența scade, odată cu creșterea curentului.

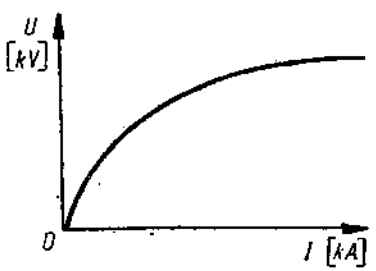


Fig. 6.3. Caracteristica tensiune-curent, a unui disc cu rezistență variabilă.

Caracteristica tensiune—curent a unei rezistențe neliniare este indicată în fig. 6.3, din care rezultă că la creșterea curentului peste o anumită limită, creșterea tensiunii devine neînsemnată.

Caracteristica tensiune — curent a unei rezistențe variabile poate fi scrisă și sub forma : $u = Ci^{\alpha}$, unde u și i sînt valorile instantanee ale curenților și tensiunii care solicită discul, iar C și α sînt constante egale cu 60 000 — 70 000, respectiv 0,13 — 0,25.

Rezistențele neliniare ale descărcătoarelor sînt realizate din granule din carborundum electrotehnic, transformate în discuri cu ajutorul unui liant.

Discurile cu rezistență variabilă, din punctul de vedere al funcționalității lor, sînt definite de doi parametri: tensiunea reziduală și capacitatea termică.

Tensiunea care rămîne pe descărcător la trecerea curentului de impuls nominal se numește tensiune reziduală. Valoarea acesteia depinde de curentul nominal al discului cu rezistență variabilă.

Elementele constructive ale unui descărcător cu rezistență variabilă sînt prezentate în fig. 6.4.

În prezent, cele mai utilizate tipuri de descărcătoare sînt descărcătoarele cu rezistență variabilă de tip DRVS. Caracteristicile acestora sînt prezentate în tabelul 6.1.

În ultimul timp, în construcția descărcătoarelor cu rezistență variabilă, pe lîngă suflajul magetic, a apărut ca element nou supapa antiexplozie, cu care sînt dotate descărcătoarele de tip DRVL, VA și XAD (XAE, XAL).

Descărcătoarele cu coarne DC (intervale de protecție) sînt dispozitive mai simple, care se pot utiliza în instalațiile de 6 — 20 kV dar și la 110 kV. Spre deosebire de descărcătoarele cu rezistență variabilă, descărcătoarele cu coarne nu au mijloace care să stingă întotdeuna arcul electric, după funcționarea lor. În aceste condiții, curentul de însoțire de frecvență industrială se stinge prin scoaterea de sub tensiune, prin protecție, a instalației protejate cu DC, pentru un scurt timp. Din acest motiv, pe liniile electrice aeriene unde se utilizează pen-

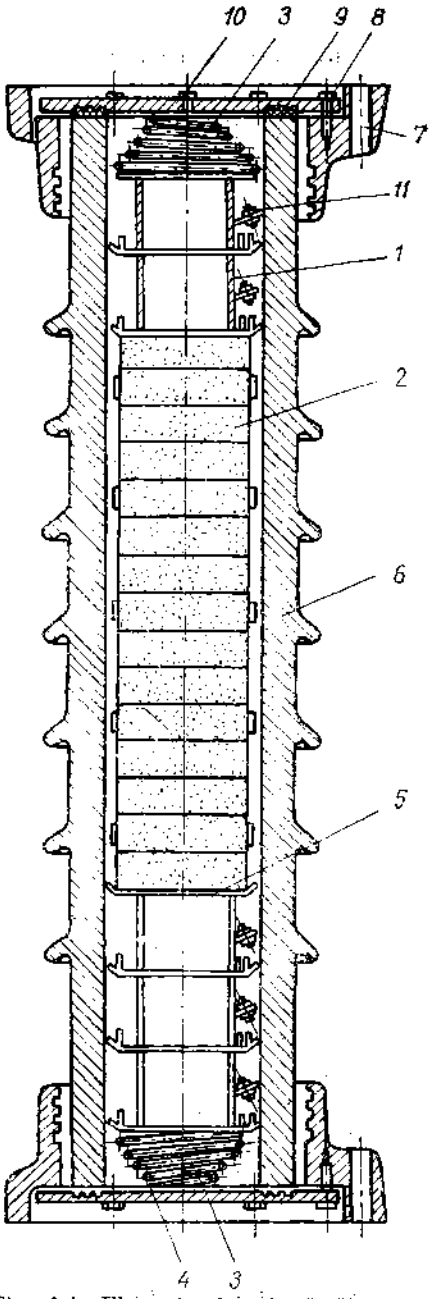


Fig. 6.4. Element de descărcător cu rezistență variabilă de tip DRVS.

1 — intervale de amorsare; *2* — discuri cu rezistență nelineară; *3* — arc; *4* — disc; *5* — placă de contact; *6* — izolator; *7* — armături; *8* — șuruburi de prindere; *9* — garnitură de cauciuc; *10* — orificiu pentru verificarea etanșeității; *11* — rezistență de șuntare.

Tabelul 6.1

Caracteristicile descărcătoarelor cu rezistență variabilă de tip DRVS 6—110 kV

Tensiunea nominală kV		Tensiunea de amorsare la frecvență industrială kV		Tensiunea de amorsare la impuls kV	Tensiunea de amorsare pe fruntea undei kV		Tensiunea reziduală nominală kV
Rețea	Descărcător	minimă	maximă		Amplitudinea undei pline	Valoarea maximă a undei tăiate	
6	7,5	14	18	27	62	31	27
—	9	16	20	30	70	35	30
10	12	25	30	40	92	46	40
—	15	30	36	50	116	58	50
15	18	37	45	60	138	69	60
—	21	40	49	70	162	81	70
20	25	50	60	83	192	96	83
25	30	56	68	100	230	115	100
35	42	80	96	140	322	161	140
60	75	150	180	249	574	287	249
110	100	200	275	332	764	382	332

tru protecția la supratensiuni descărcătoare cu coarne, se utilizează la întreruptorul de plecare o automatică de reanclanșare automată rapidă.

Un descărcător cu coarne pentru 6—20 kV este indicat în fig. 6.5, la care intervalul de protecție $2B$ se reglează funcție de tensiunea nominală a rețelei. Cei doi electrozi *1* și *2* au o formă înclinată, pentru a întinde arcul și a-l stinge. Tija antipasăre *3* nu permite așezarea eventuală a pasărilor între cele două eclatoare. Tipul de izolatoare folosit este identic cu cel din restul liniei electrice aeriene, dispozitivul putînd fi întrebuințat atît pentru tipul de izolator rigid nestrăpungibil, cît și pentru izolatoare capă-tije.

În fig. 6.6 sînt redate caracteristicile descărcătorului cu coarne pentru tensiunea U_{am} de 50% amorsare la impuls de 1,2/50 μs (curba *a*) și pentru tensiunea de frecvență industrială U_{cf} (curba *b*), în funcție de distanța dintre electrozi $(d_1 + d_2)$.

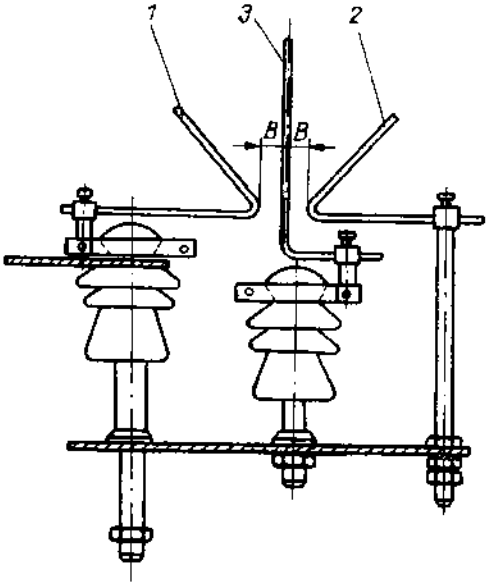


Fig. 6.5. Descărcător cu coarne DC pentru instalații de 6 — 20 kV.

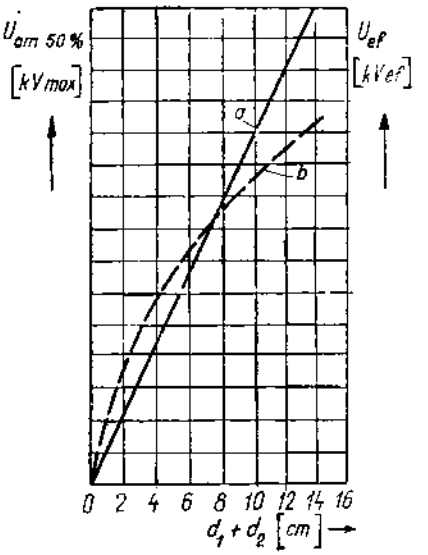


Fig. 6.6. Caracteristicile descărcătoarelor cu coarne pentru instalații de 6 — 20 kV.

6.1.3. COORDONAREA IZOLAȚIEI ÎN INSTALAȚIILE ENERGETICE

Coordonarea izolației [1, 2 și 3] cuprinde ansamblul măsurilor luate în vederea protejării echipamentelor electrice la supratensiuni și se axează în principal pe alegerea judicioasă a două mărimi (fig. 6.7); nivelul de ținere la impuls de trăznet al echipamentului (curba *a*) și nivelul de protecție al dispozitivelor de protecție (curba *b*). Între cele două nivele se lasă o marjă de siguranță.

Raportul între aceste două nivele se numește *coeficient de siguranță al protecției* K, și trebuie să îndeplinească condiția $\frac{U_1}{U_2} \geqslant 1{,}3$.

În realitate, nivelele de ținere ale izolației (curba *a*) și de protecție nu sînt linii drepte, ci au o alură ca cea prezentată în fig. 6.8; nivelul de protecție b_1 corespunde descărcătoarelor cu coarne, iar nivelul de protecție b_2 descărcătoarelor cu rezistență variabilă.

Ultimele prescripții și recomandări în domeniul protecției împotriva supratensiunilor aduc modificări importante în concepție. Acestea constau în esență în:

— luarea în considerare, ca element de bază, a datelor statistice existente;

— luarea în considerare mai corectă a supratensiunilor de comutație (impuls lung).

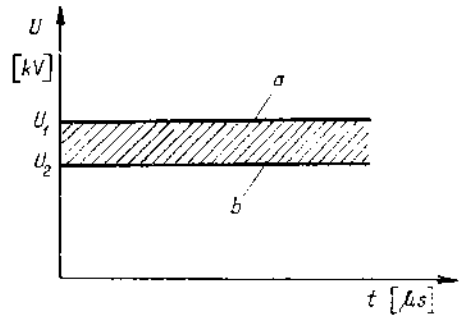


Fig. 6.7. Nivele ideale de ţinere la impuls de trăznet şi nivelul dispozitivelor de protecţie la supratensiuni.

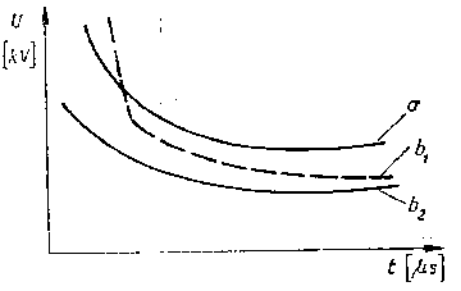


Fig. 6.8. Nivele reale de ţinere la impuls de trăznet precum şi cele ale dispozitivelor de protecţie cu rezistenţă variabilă, respectiv cu coarne.

Ca urmare a dezvoltării instalaţiilor electrice, practic pe toate meridianele globului pămîntesc, există în prezent o bancă de date statistice suficient de aprofundată pentru a sta la baza stabilirii protecţiei împotriva supratensiunilor.

La impuls se lucrează cu două noţiuni de bază: unda de impuls scurt şi unda de impuls lung. Forma tensiunii de impuls s-a normalizat, atît în C.E.I. [4], cît şi în cadrul diferitelor acte normative naţionale [2, 5, 6 şi 7].

Tensiunea de impuls scurt cu undă plină are caracteristicile de bază indicate în fig. 6.9. O derivată a acestui tip de undă este cea a tensiunii

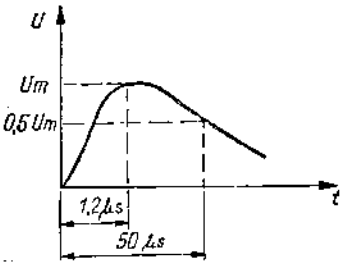
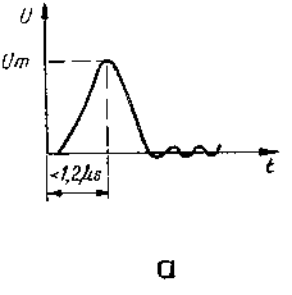


Fig. 6.9. Tensiunea de impuls scurt cu undă plină.



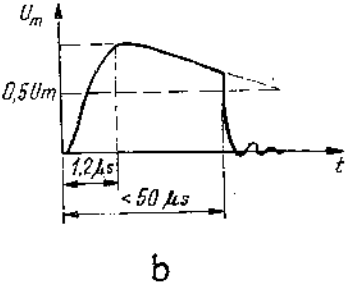


Fig. 6.10. Tensiune de impuls scurt cu undă tăiată;

de impuls cu undă tăiată, fie pe frontul undei (fig. 6.10, *a*), fie pe coada undei (fig. 6.10, *b*).

Dacă pentru supratensiunile atmosferice sînt caracteristice aceste tipuri de unde, pentru supratensiunile de comutaţie, este caracteristică tensiunea de impuls cu undă lungă, ale cărei dimensiuni normalizate sînt prezentate în fig. 6.11.

Încercările de impuls, avînd drept scop verificarea nivelului de ţinere a izolaţiei la unde date de supratensiuni se realizează cu generatoare de impuls, de tipul generatorului Marx, sau prin încărcarea unor condensatoare legate în paralel şi descărcarea în serie a acestora [8].

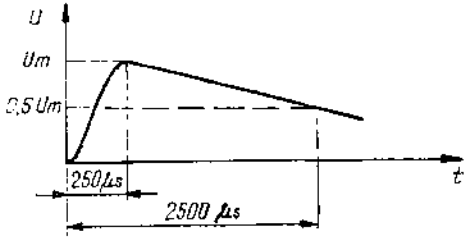


Fig. 6.11. Tensiunea de impuls cu undă lungă.

6.1.4. PROTECŢIA LINIILOR ELECTRICE DE DISTRIBUŢIE ÎMPOTRIVA SUPRATENSIUNILOR ATMOSFERICE

Descărcările electrice atmosferice sub formă de trăznet se pot produce direct în liniile electrice, fie în apropierea acestora. Drept urmare, în elementele liniilor vor circula curenţi de trăznet şi vor apărea supratensiuni ale căror valori depind de parametrii curentului de trăznet, de locul de cădere al trăznetului, ca şi de parametri constructivi ai liniei.

Numărul de deconectări al unei linii depinde de frecvenţa şi intensitatea descărcărilor atmosferice, de parametri constructivi ai liniei (nivel de izolaţie, poziţia conductoarelor active, unghiul de acoperire al conductorului de protecţie, valoarea rezistenţei prizei de legare la pămînt, prezenţa mijloacelor de protecţie etc.).

Pentru limitarea numărului de deconectări ale liniilor electrice, de conturnări şi străpungeri ale izolaţiei se iau o serie de măsuri pe linie de fabricaţie a echipamentelor, de proiectare şi de exploatare a instalaţiilor aşa cum sînt:

— alegerea adecvată a traseului liniilor, ţinînd seama şi de indicele de keraunicitate;

— îmbunătăţirea rezistenţei prizelor de legare la pămînt, fie prin redimensionări constructive, fie prin micşorarea rezistivităţii solului;

— prevederea cu armături de protecţie a lanţurilor de izolatoare, pentru a asigura îndepărtarea arcului electric de frecvenţă industrială de suprafaţa izolatoarelor;

— scurtarea la minimum posibil a timpilor de declanşare prin protecţii şi de lucru a întreruptoarelor;

— prevederea unor instalaţii de automatică, cu pauză de tensiune (reanclanşarea automată rapidă, de exemplu);

— compensarea curentului capacitiv de punere la pămînt în scopul stingerii arcului, la punerile la pămînt monofazate.

6.1.5. REGLEMENTĂRI ALE PROTECŢIEI LA SUPRATENSIUNI ATMOSFERICE

Protecţia contra supratensiunilor atmosferice a instalaţiilor electrice este reglementată prin acte normative [3]. din care cele mai importante prevederi privesc: liniile electrice aeriene, staţiile şi posturile de transfor-

mare, atît în cazul unor lovituri directe de trăznet, cît şi în cazul propagării unor unde de supratensiune pe liniile aeriene înspre alte instalaţii.

În protecţia liniilor electrice aeriene se iau două genuri de măsuri, care sînt cumulative pentru $U_n \geqslant 110$ kV :

— în cazul liniilor aeriene cu $U_n \geqslant 110$ kV, se montează pe toată lungimea liniei conductoare de protecţie, avînd unghiul de protecţie de 25—30°;

— în cazul liniilor aeriene cu $U_n \geqslant 6$ kV se recomandă utilizarea reanclanşării automate rapide mono sau trifazate.

În protecţia staţiilor de transformare, ca de altfel şi a celorlalte construcţii, măsura principală de protecţie împotriva loviturilor directe ale trăznetului, o reprezintă protejarea cu paratrăznete, legate la centura de legare la pămînt a instalaţiilor. Este de remarcat faptul că nu se admite montarea de paratrăznete pe cadrele transformatoarelor din staţii.

Pentru protecţia staţiilor de transformare de 110—400 kV împotriva undelor de supratensiune atmosferică, ce se pot propaga de pe liniile electrice aeriene racordate la staţie, se utilizează montarea de descărcătoare cu rezistenţă variabilă, în apropierea aparatului electric de protejat (de regulă transformatoare de putere şi autotransformatoare).

Distanţa maximă admisă Δl pe calea de curent dintre descărcătorul cu rezistenţă variabilă şi aparatul de protejat este dată de relaţia:

$$\Delta l = \frac{U_{iz} - U_{rez}}{2\,a} K,$$

în care : U_{iz} este tensiunea de ţinere la impuls a izolaţiei, în kV ; U_{rez} — tensiunea reziduală pe descărcător, în kV ; a — panta undei de supratensiune ce soseşte în staţie, în kV/m ; K — coeficient care ţine seama de influenţa parametrilor schemei.

În protecţia posturilor de transformare de 6—35 kV împotriva undelor de supratensiune atmosferică, ce se pot propaga pe liniile electrice aeriene racordate la postul de transformare respectiv, se utilizează descăr-

Tabelul 6.2

Protecţia la supratensiuni a posturilor de tranformare de 6—35 kV

Tensiunea nominală a postului de transformare kV	Puterea transformatorului kVA	Tipul protecţiei la un indice keraunic al zonei	
		< 50 zile	⩾ 50 zile
6—20	⩽ 630	DC	DRV
	> 630	DRV	DRV
25—35	⩽ 250	DC	DRV
	> 250	DRV	DRV

cătoare cu rezistență variabilă DRV sau descărcătoare cu coarne DC, în funcție de tensiunea nominală și de puterea transformatorului, precum și de valoarea indicelui keraunic, așa cum se indică în tabelul 6.2. Ca abateri de a acest tabel apar posturile de transformare ale centralelor electrice, ca și cele care alimentează consumatori foarte importanți (de gradul 0 sau 1), cazuri în care în locul DC se montează DRV.

6.2. INFLUENȚELE LINIILOR ELECTRICE ASUPRA LINIILOR DE TELECOMUNICAȚII

6.2.1. MĂSURI LA ÎNCRUCIȘĂRILE LINIILOR ELECTRICE CU LINIILE DE TELECOMUNICAȚII

În principal, aceste măsuri se referă la asigurarea și menținerea unor distanțe corespunzătoare între cele două genuri de instalații, interpunerea unor dispozitive de protecție în anumite cazuri, precum și la asigurarea unor coeficienți de siguranță măriți ai liniei de energie electrică la locul de încrucișare.

În cazul încrucișării unei linii electrice în cablu subteran cu o linie de telecomunicații, de asemenea în cablu subteran, actele normative în vigoare [11], prevăd respectarea unor distanțe minime între cele două linii, distanțe care sînt funcție de tipul de protecție mecanică ales. În fig. 6.12

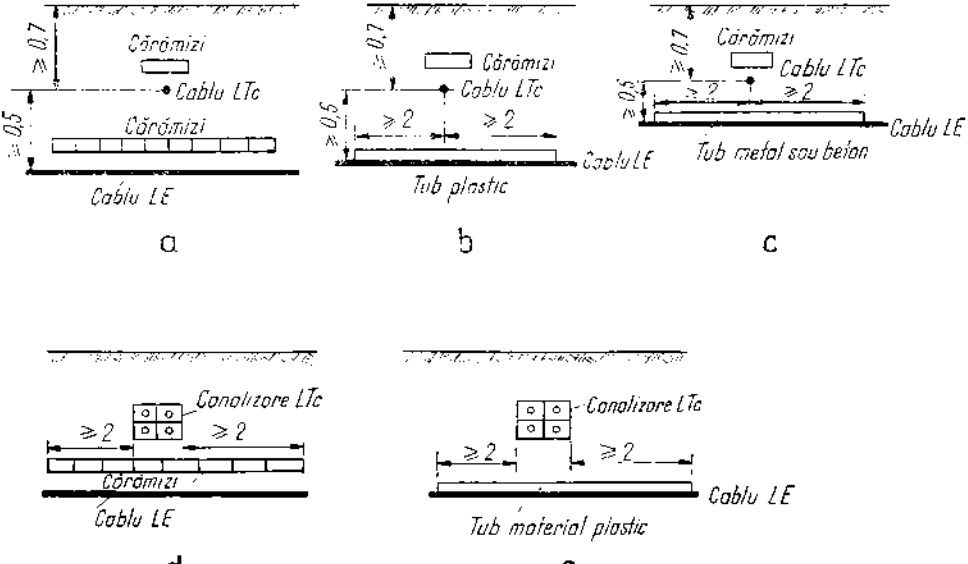


Fig. 6.12. Distanțe și măsuri de protecție la încrucișarea unui cablu electric LE cu un cablu de telecomunicații LTc.

se prezintă un cablu de telecomunicații protejat mecanic cu cărămizi, la încrucișarea cu un cablu de energie electrică protejat cu cărămizi (fig. 6.12,*a*), cu tub plastic (fig. 6.12, *b*), cu tub metalic sau din beton (fig. 6.12, *c*). Tot în fig. 6.12 se prezintă cabluri de telecomunicații amplasate în canalizație, la încrucișarea cu un cablu de energie electrică, protejat cu cărămizi (fig. 6.12, *d*), tub din plastic (fig. 6.12, *e*). În ultimele două cazuri, distanțele minime între cele două rețele nu se normează.

În cazul încrucișării unei linii electrice în cablu subteran LEC cu o linie aeriană de telecomunicații LaTc, distantele minime pe orizontală între cele două genuri de instalații sînt prezentate în fig. 6.13. În aceeași

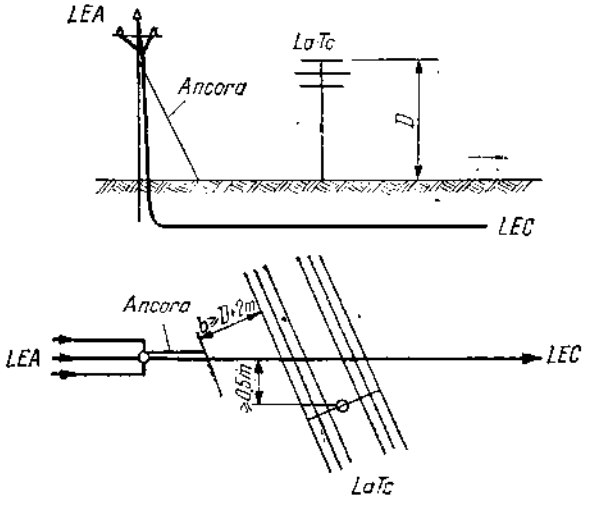


Fig. 6.13. Distanțe minime admise la încrucișarea unei linii electrice în cablu subteran LEC cu o linie aeriană de telecomunicații LaTc.

figură se prezintă situația cînd cablul electric subteran LEC se continuă în linie aeriană LEA indicîndu-se distanțele minime pe orizontală și în aceste condiții. Dacă stîlpii liniei de telecomunicații sînt asigurați contra căderii spre linia electrică aeriană prin ancoră sau proptea, distanța *b* poate fi redusă pînă la valorile din tabelul 6.3.

Tabelul 6.3

Distanțele minime admise *b* între cel mai apropiat element al liniei electrice aeriene LEA și a liniei aeriene de telecomunicații LaTc

Tensiunea nominală a liniei de energie electrică, în kV	0,1—0,66	1—35	60 și 110
Distanța *b*, cînd stîlpii LaTc sînt asigurați contra căderii, în m	⩾2	⩾4	⩾5

În cazul încrucișării unei linii electrice aeriene LEA și o linie subterană de telecomunicație LTc, distanța pe orizontală de la stîlpul de susținere al cablului subteran de telecomunicație (fig. 6.14) pînă la cel mai apropiat conductor al liniei electrice aeriene, trebuie să fie cu cel puțin

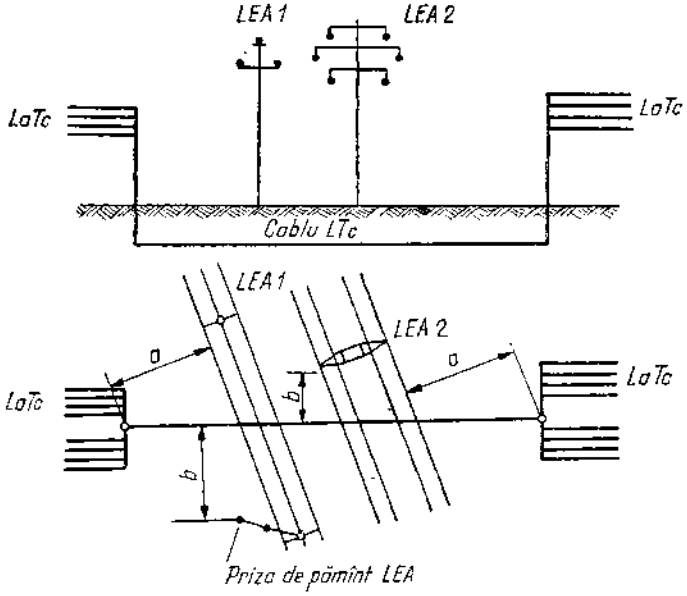


Fig. 6.14. Distanțe minime admise la încrucișarea liniilor electrice aeriene LEA cu o linie de telecomunicații în cablu subteran LcTc.

2 m mai mare decît înălțimea stîlpilor liniei electrice. În locuri înguste, această distanță măsurată însă de la marginea traversei liniei de telecomunicații (fig. 6.14), poate fi redusă pînă la valoarea a din tabelul 6.4.

Distanțele minime pe orizontală b (fig. 6.14) dintre cablul de telecomunicații și elementele liniei electrice aeriene (inclusiv prizele de pămînt)

Tabelul 6.4

Distanțele minime admise a pe orizontală, în locuri înguste, între elementele cele mai apropiate ale liniei aeriene de telecomunicații LaTc și liniei electrice aeriene LEA

Tensiunea liniei electrice aeriene kV	Pînă la 0,66	1 ... 60	110
Distanța minimă a, măsurată în orice plan, de la marginea traversei, m	$> 1,5$	> 3	> 4

Tabelul 6.5

Distanțele minime admise *b* între cel mai apropiat element al liniei electrice aeriene LEA și al traseului cablului de telecomunicații LaTc

Tensiunea nominală a liniei electrice aeriene kV	0,66	1 . . 60	110
Distanța pe orizontală *b* minimă, m	nenormat	2	20

sînt redate în tabelul 6.5. Linia electrică aeriană va fi prevăzută la locul încrucișării cu izolație întărită, iar cablul de telecomunicații va fi îngropat la 1,5 m sau se va acoperi cu tuburi electroizolante sau cu bitum.

În cazul încrucișării între o linie electrică aeriană LEA de tensiune mai mare de 1 kV și o linie aeriană de telecomunicație LaTc, se aplică una din următoarele soluții: întărirea liniei electrice aeriene, intercalarea unui dispozitiv de gardă, trecerea liniei electrice aeriene în cablu subteran, sau trecerea liniei aeriene de telecomunicații în cablu subteran.

Soluția se alege pe criterii tehnico-economice, funcție și de situația locală. Intercalarea unui dispozitiv de gardă se adoptă cînd nu se poate aplica una din celelalte soluții.

Distanța pe orizontală *a* (fig. 6.15) de la axul stîlpului de telecomunicații pînă la cel mai apropiat conductor al liniei electrice trebuie să fie mai mare sau cel puțin egală cu 3 m. Distanța pe orizontală *b* de la ele-

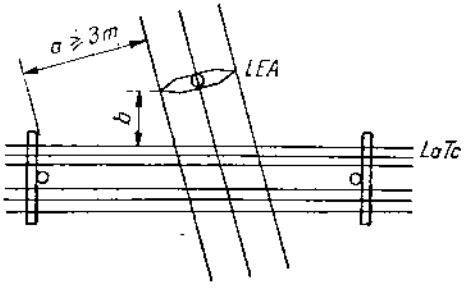


Fig. 6.15. Distanțe minime admise pe orizontală la încrucișarea unei linii electrice aeriene LEA cu o linie aeriană de telecomunicații LaTc.

mentul cel mai apropiat al stîlpului liniei electrice pînă la cel mai apropiat conductor al liniei de telecomunicații, trebuie să fie mai mare sau cel puțin egală cu valorile indicate în tabelul 6.6. Semnificațiile notațiilor *c*, *g* și *t*. sînt prezentate în fig. 6.16.

Întărirea liniei electrice aeriene presupune îndeplinirea următoarelor condiții: stîlpi de susținere întăriți, cleme cu blocare a conductorului, sarcinile verticale și deschiderile la vînt să nu depășească 80 % din valorile de calcul, înădirile conductoarelor sînt interzise și lanțuri duble de izolatoare.

Tabelul 6.6

Distanțele minime admise între cele mai apropiate elemente ale unei linii electrice LEA și ale liniei aeriene de telecomunicații LaTc

Distanța	Simbolul	Tensiunea nominală a liniei electrice în kV				
		1 – 25		35	60	110
		d ≤ 30	d > 30			
		Distanțe minime, în m				
Distanța pe orizontală de la axul stîlpului LaTc la cel mai apropiat conductor al LEA	*a*	3	3	3	3	3
Distanța pe orizontală de la elementul cel mai apropiat al LEA, pînă la cel mai apropiat conductor al LaTc	*b*	3,5	3,5	4	5	5
Distanța între punctul cel mai de jos al conductorului LEA și punctul cel mai ridicat al conductorului LaTc (în condiții fără dispozitiv de protecție)	*c*	3,5	3,5	4	5	5
Distanța între cel mai de jos conductor al LEA și conductorul dispozitivului de gardă	*g*	2	2,5	3	3	3
Distanța între punctul cel mai de jos al conductorului dispotizivului de protecție și proiecția pe orizontală a celui mai ridicat punct al conductorului LaTc	*t*	0,8	0,8	1	1	1

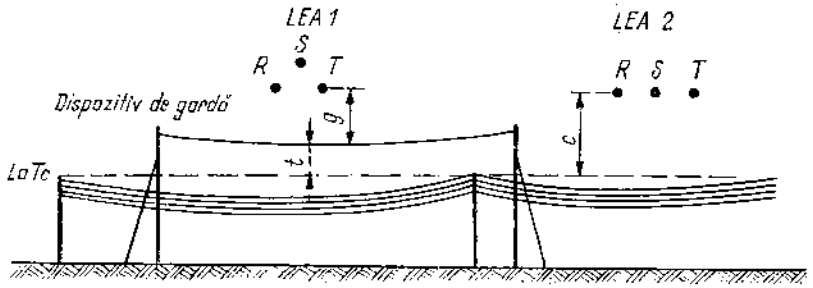


Fig. 6.16. Distanțe minime admise pe verticală la încrucișarea liniilor electrice aeriene LEA cu o linie aeriană de telecomunicații LaTc, cu și fără dispozitiv de gardă.

6.2.2. MĂSURI DE REDUCERE A INFLUENȚEI PARALELISMELOR LINIILOR ELECTRICE ASUPRA LINIILOR DE TELECOMUNICAȚII

Prin proiectarea și întreținerea instalațiilor electrice și a celor de telecomunicații se iau o serie de măsuri pentru limitarea efectelor negative ca urmare a paralelismelor.

În instalațiile electrice sînt stabilite următoarele măsuri principale :

— interzicerea utilizării pămîntului drept conductor de fază în rețelele de transport și distribuție a energiei electrice ;

— prevederea rețelelor electrice, care au neutrul legat direct la pămînt, cu dispozitive automate de deconectare în cel mult 3 s, în cazul punerilor la pămînt monofazate ;

— prevederea rețelelor electrice, care au neutrul izolat sau tratat, cu dispozitive automate de deconectare în cel mult 3 s, în cazul punerilor duble la pămînt și cu dispozitive de semnalizare optică și acustică a punerilor simple la pămînt ;

— luarea măsurilor organizatorice necesare pentru ca în rețelele electrice cu neutrul izolat sau compensat, simplele puneri la pămînt să fie eliminate în maximum 2 ore, iar dacă dau naștere la perturbații și zgomote inadmisibile în liniile de telecomunicații, să fie eliminate în 10 minute ;

— eliminarea defectelor de izolație a instalațiilor electrice care dau naștere la perturbații și zgomote în liniile de telecomunicații, în cel mult 24 ore ;

— alegerea unui traseu cît mai îndepărtat de linia de telecomuncații ;

— micșorarea rezistenței prizelor de legare la pămînt ;

— reducerea puterilor și respectiv a curenților de scurtcircuit ;

— echiparea liniilor electrice aeriene de energie electrică LEA cu conductoare de protecție cu rezistivitate specifică mică ;

— trecerea în cablu subteran a liniilor electrice.

În instalațiile de telecomunicații se iau de asemenea o serie de măsuri :

— interzicerea instalării de circuite definitive de telecomunicații fir—pămînt ;

— protejarea aparatelor telefonice cu dispozitive contra șocului acustic ;

— transpunerea circuitelor telefonice la distanțe sub 1,6 km ;

— instalarea cablurilor telefonice, care subtraversează căi ferate electrificate, în țevi electroizolante ;

— echipotențializarea și legarea la pămînt a mantalelor metalice ale cablurilor subterane ;

— reducerea tensiunilor fir-pămînt prin instalarea protectoarelor cu gaz rarefiat, montate la capete și dacă este necesar și pe traseu ;

— secționarea circuitelor de telecomunicații cu bobine translatoare ;

— aplicarea combinată a secționării circuitelor de telecomunicații, cu instalarea protectoarelor ;

— secționarea liniilor de telecomunicații cu siguranțe fuzibile ;

— legarea la pămînt a unui punct median al circuitelor de telecomunicații ;

— utilizarea de compandoare-expandoare pentru reducerea perturbațiilor ;

— instalarea de sisteme de curenți purtători, în locul transmisiunilor pe frecvențe vocale ;

— instalarea de repetoare suplimentare ;

— refacerea, cu pas mai mic, a transpunerilor ;

— înlocuirea instalațiilor existente, fie prin indepărtarea lor, fie prin trecerea în cablu subteran a liniilor de telecomunicații.

6.3. INFLUENȚELE LINIILOR ELECTRICE AERIENE ASUPRA PĂDURILOR ȘI TERENURILOR AGRICOLE

Instalațiile electrice și în special liniile electrice aeriene, sînt elemente care în mod obiectiv deranjează mediul înconjurător, prin ocuparea terenurilor agricole și a zonelor împădurite pe care le străbat.

Din acest motiv la proiectarea, execuția și repararea liniilor electrice aeriene se ține seama de necesitatea sistematizării culoarelor liniilor și reducerea la strictul necesar al ocupării sau degradării temporare a terenurilor cu destinație agricolă și forestieră [14].

La construirea și repararea liniilor de 110 kV care trec prin păduri, coridorul de lucru admis, este de 3 m (fig. 6.17), iar distanța d între conductorul inferior și virful copacilor, considerînd inclusiv o creștere într-o perioadă viitoare de 5 ani, este de 4 m.

Dacă distanța d este mai mică de 4 m atunci se admite deschiderea unor coridoare de siguranță (fig. 6.18), a căror lățime L nu va fi mai mare de 32 m la linii de 110 kV.

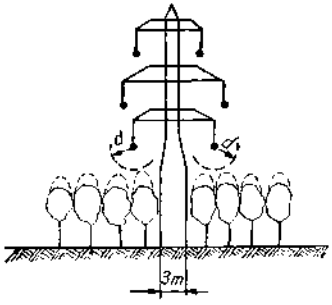


Fig. 6.17. Coridor de lucru și de siguranță la trecerea prin pădure a liniilor electrice aeriene de 110 — 400 kV.

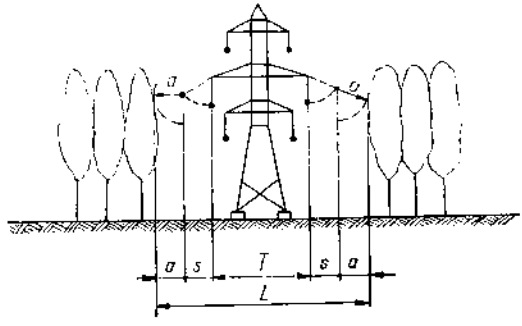


Fig. 6.18. Coridor de siguranță pentru exploatarea liniilor electrice aeriene de 110 — 400 kV, la trecerea prin păduri.

Lățimea L se determină cu formula:

$$L = T + 2\ (S + a),$$

în care: T este lungimea traversei, în m; S — proiecția devierii conductoarelor sub acțiunea vîntului, în m; a — distanța de siguranță electrică (3 m în cazul liniilor de 110 kV).

Liniile electrice aeriene cu conductoare neizolate cu tensiunea de pînă la 20 kV inclusiv, se construiesc pe marginea drumurilor, inclusiv a celor forestiere, la limita zonei de siguranță a acestora. Se evită defrișările, executîndu-se numai lucrări de curățire și tăiere a arborilor și crengilor, astfel încît să se asigure o distanță de siguranță între conductoarele deviate de vînt și coroana arborilor de 0,5 m pentru linii aeriene de 1 kV și de 1 m la tensiuni cuprinse între 1 și 20 kV inclusiv.

Platformele de montaj necesare asamblării și ridicării stîlpilor în păduri vor avea dimensiunile prevăzute în tabelul 6.7.

Tabelul 6.7

Suprafețele platformelor de montaj în păduri la linii electrice aeriene de 110 kV

Nr. crt.	Tensiunea de serviciu a linei, în kV	Nr. de circuite	Felul stîlpului	Suprafața medie, în m²
1	110	1	beton	410
2	110	1	metal	565
3	110	2	beton	565
4	110	2	metal	600
5	110	4	metal	1100
6	110+220	2+2	metal	1600

Notă. La liniile electrice de 1—20 kV platformele de montaj se execută în culoarul liniei.

Terenurile ocupate de fundațiile stîlpilor în păduri nu vor depăși valorile prevăzute în tabelul 6.8.

În toate cazurile, indiferent că linia electrică aeriană trebuie să treacă prin păduri, prin terenuri agricole sau prin alte genuri de terenuri, prin proiectare, se va căuta ca acestea să fie cît mai aproape și cît mai paralele cu căile de comunicație, față de care trebuie să se păstreze distanțele prevăzute în tabelul 6.9.

De asemenea, trebuie ținut seama de faptul că față de conducte, construcții, plantații vitipomicole și păduri, trebuie menținute cel puțin distanțele prevăzute în tabelul 6.10.

La construirea și repararea liniilor electrice aeriene de distribuție prin terenuri cu destinație agricolă, coridoarele de lucru vor trebui să respecte lățimile de-a lungul traseului liniilor, prevăzute în tabelul 6.11.

Platformele de montaj necesare pentru execuția fundațiilor, asamblarea și montarea stîlpilor în terenuri agricole vor avea suprafețele medii prevăzute în tabelul 6.12.

Tabelul 6.8

Suprafețele ocupate de fundațiile stîlpilor liniilor electrice aeriene de distribuție

Nr. crt.	Tensiunea de serviciu a liniei, în kV	Nr. de circuite	Felul stîlpului	Tipul, forma și dimensiunile fundației	Suprafața totală în m²
1	<6	1	beton	rotund cu diametrul 0,4 m	0,12
2	6—20	1	beton	rotund cu diametrul 0,45—1 m	0,38—0,85
3	110	1	beton	un picior, patrat cu latura 1,4 m	1,96
4	110	1	metal	4 picioare, fiecare patrat cu latura 0,4—0,7 m	0,64—1,96
5	110	2	beton	un picior, patrat, cu latura 1,6 m	2,56
6	110	2	metal	4 picioare, fiecare patrat cu latura 0,4—0,7 m	0,64—1,96
7	110	4	metal	4 picioare, fiecare patrat cu latura 0,55—1,2 m	1,20—5,76
8	110+220	2+2	metal	4 picioare, fiecare patrat cu latura 0,7—1,3 m	1,96—6,75

Tabelul 6.9

Distanțele de amplasare în afara localităților, a traseului liniilor electrice aeriene, de-a lungul căilor de comunicații

Nr. crt.	Denumirea obiectivului	Tensiunea de serviciu a liniei, în kV	Distanța în m, de la:		Elementele față de care se măsoară distanța
			axul liniei	marginea fundației stîlpului	
1	Drumuri naționale, județene și comunale	0,4—20	maximum 15		Limita zonei drumului
		110	maximum 25		
2	Drumuri de cîmp și exploatare	0,4—400	—	0	Limita zonei drumurilor
3	Căi de irigații și desecări	0,4—400	—	0	Limita zonei de protecție stabilită pentru fiecare obiect de organele competente
4	Diguri	0,4—400	—	0	Idem
5	Căi ferate	0,4—400	maximH*+3	—	Ciuperca șinei de cale ferată cea mai apropiată

* Înălțimea stîlpului deasupra solului

Tabelul 6.10

Distanțele de amplasare în afara localităților a liniilor electrice aeriene, față de conducte, construcții, plantații viticole și păduri

Nr. crt.	Denumirea obiectivului	Tensiunea de serviciu a liniei, în kV	Distanța în m de la: axul liniei	Distanța în m de la: conductorul extrem deviat de vînt	Distanța în m de la: marginea fundației stîlpului	Elementele față de care se măsoară distanța
1	Conducte supraterane sau îngropate care transportă lichide incombustibile	0,4—400	Cel puțin 15	—	—	Marginea conductei
2	Construcții industriale agrozootehnice	0,4—20	10	—	—	Împrejmuire
		110	20	—	—	
3	Clădiri de locuit	0,4—20	—	3	—	Cea mai apropiată parte a clădirii
		110	—	4	—	
4	Livezi și vii	0,4—400	—	—	0	Limita tarlalei stabilită de organele agricole competente
5	Liziera pădurilor	0,4—400	—	—	0	Limita de protecție stabilită pentru fiecare obiectiv în parte de organele competente

Tabelul 6.11

Numărul și lățimea coridoarelor de lucru, pentru linii electrice în terenuri cu destinație agricolă

Tipul liniei	Numărul de circuite	Numărul de coridoare	Lățimea coridoarelor, în m
Linii electrice aeriene sau în cablu subteran, pînă la 20 kV	1—2	1	1×3
Linii electrice aeriene de 110 kV	1	1	1×3
Linii electrice aeriene de 110 kV	2	2	2×2
Linii electrice aeriene de 110 kV	4	3	3×3
Linii electrice aeriene de 220 și 110 kV	2+2	3	3×3

Tabelul 6.12

Suprafețele platformelor de montaj, pentru stîlpii liniilor electrice aeriene, în terenuri cu destinație agricolă

Nr. crt.	Tensiunea de serviciu a liniei, kV	Numărul de circuite	Felul stîlpului	Dimensiunile platformei de montaj		Suprafața medie, m²
				Lungimea, m	Lățimea, m	
1	<6	1	beton	15	3—5	60
2	6—20	1	beton	25	5—7	125
3	6—20	2	beton	25	5—7,5	150
4	110	1	beton	26	4—16	410
5	110	1	metal	39	7—16	565
6	110	2	beton	39	7—16	565
7	110	2	metal	43	4—16	900
8	110	4	metal	50	11—24	1100
9	220÷110	2+2	metal	60	16—30	1600

6.4. INFLUENȚELE SEISMELOR ASUPRA REȚELELOR ELECTRICE

Rețelele electrice de distribuție se proiectează în baza unor acte normative, care țin seama și de eventualitatea producerii unor seisme [15].

Prin normativele de proiectare antiseismică a construcțiilor de locuințe, social-culturale, agrozootehnice și industriale [16] s-au stabilit condițiile de calcul și macrozonarea seismică a teritoriului R.S.R. Această macrozonare, valabilă și pentru rețelele electrice de distribuție, împarte teritoriul țării în zone, construcțiile urmînd să fie proiectate pentru a putea face față unor seisme în funcție de zonă, de gradele 6, 7, 8 sau 9 (scara Richter).

Întrucît în prezent se utilizează mai multe scări pentru clasificarea seismelor, în fig. 6.19 se arată relația din punctul de vedere al accelerației, magnitudinii și energiei emise, între scările cele mai uzuale.

În cele ce urmează se redau principalele caracteristici ale seismului din 4 martie 1977 orele 21,22 precum și efectele produse asupra rețelelor electrice de distribuție.

Seismul a avut epicentrul în Vrancea, la o adîncime de 110 km. El s-a caracterizat prin solicitările redate în fig. 6.20.

Scara ROSSI – FOREL 1885	Scara MERCALLI modificată	Accelerația mm/s²	Magnitudine	Energia ergi
	1	< 2,5	2	10^{14}
I	2	2,6 ... 5		10^{15}
II	3	6 ... 10	3	10^{16}
III	4	11 ... 25		10^{17}
IV			4	
V	5	26 ... 50		10^{18}
VI	6	51 ... 100	5	10^{19}
VII	7	101 ... 250		10^{20}
VIII	8	251 ... 500	6	10^{21}
IX	9	501 ... 1000		10^{22}
X	10	1001 ... 2500	7	10^{23}
	11	2501 ... 5000	8	10^{24}
	12	> 5000		10^{25}

Fig. 6.19. Gradele de seismicitate și caracteristici principale.

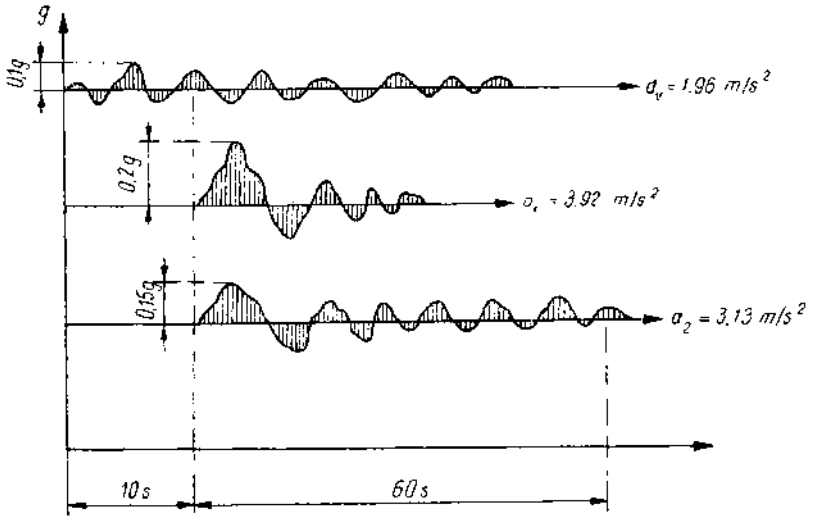


Fig. 6.20. Caracteristicile seismului din 4 martie 1977.

Solicitarea a început cu o oscilație pe verticală asinusoidală amortizată a_v, care a atins în a doua alternativă pozitivă o accelerație maximă de 0,1 g (accelerația pe verticală a_v a fost de 1,96 m/s²). Perioada oscilațiilor verticale a fost de circa 5 s (0,2 perioade/s). După 6 perioade, amplitudinea oscilației verticale a atins valori mici.

La 10 s după declanșarea seismului, a avut loc o solicitare pe orizontală, pe direcția NE-SV, a cărei caracter se apropie de oscilația periodică amortizată, fără să respecte sinusoidalitatea. Perioada oscilațiilor orizontale a fost apropiată de cea a oscilației verticale.

Valoarea amplitudinii oscilației orizontale a_0 pe direcția NE-SV a fost de

$$a_0 = \sqrt{a_1^2 + a_2^2} = \sqrt{3{,}92^2 + 3{,}13^2} = 5 \text{ m/s}^2,$$

în care : a_1 este oscilația orizontală pe direcția N-S, iar s_2 oscilația orizontală pe direcția E-V, așa cum rezultă din fig. 6.20.

Principalele mărimi caracteristice ale seismului din 4 martie 1977 și o comparație a acestora cu alte două seisme care au avut loc în alte țări în ultimele decenii, sînt redate în tabelul 6.13.

Tabelul 6.13

Comparație între mărimile caracteristice în condițiile a 3 seisme diferite

Denumirea caracteristicii	Epicentrul		
	Vrancea	El-Centro	San-Fernando Wallen
Data	4.III.1977	18.V.1940	9.II.1971
Intensitate (măsurată după efect) pe scară Mercalli mod (MM)	IX	X	XI
Intensitate (evaluată la sursă) pe scara Richter	7,2	6,3	6,5
Accelerația maximă a solului, în m/s²	5	3,6	11,48
Durata, în s	70	30	10

Gravitatea efectelor unui seism asupra construcțiilor și deci și asupra rețelelor electrice de distribuție este influențată puternic, în afară de caracteristicile de bază ale seismului (accelerație, magnitudine, energie emisă) și de alte două elemente.

Primul element îl reprezintă distanța între epicentrul seismului și construcția luată în considerare, precum și condițiile geologice ale solului între acestea (rigiditatea formațiilor geologice superficiale și profunde, natura straturilor superficiale, existența apelor subterane, poziția pînzei freatice etc.).

Al doilea element îl reprezintă poziția construcției în raport cu direcția de propagare a undelor seismice.

Și din aceste motive, efectele seismului din 4 martie 1977 au fost diferite de exemplu, în cazul a două stații de transformare aflate în apropiere.

Seismul din 4 martie 1977 a produs asupra rețelelor electrice citeva genuri caracteristice de avarii [8 și 17] pentru prevenirea cărora s-au stabilit o serie de măsuri.

Liniile electrice aeriene de joasă, medie și înaltă tensiune nu au fost afectate grav de cutremur. S-au produs citeva scurtcircuite, provocate de balansul conductoarelor, care au fost eliminate prin protecțiile de distanță și maximale rapide. La controlul efectuat ulterior, nu s-au constatat fenomene care să pericliteze funcționarea în continuare a liniilor electrice aeriene.

Clădirile posturilor de transformare și ale stațiilor de transformare, de asemenea nu au suferit avarii grave, ca dealtfel nici cadrele și riglele stațiilor, cu unele excepții în care, unele rigle din stațiile de 110 kV, ca urmare a mișcării cadrelor, au căzut la pămînt.

Bateriile de acumulatoare staționare ale stațiilor de transformare au avut de suferit, mișcările seismului provocînd dărîmarea elementelor de sticlă de pe fundații și de pe suporturile izolante.

Echipamentul electric al stațiilor și posturilor de transformare au suferit următoarele avarii caracteristice :

— transformatoarele de putere au fost deplasate fie în lungul căilor de rulare, fie lateral de pe căile de rulare, funcție de poziția lor față de unda principală a seismului ;

— ca urmare a deplasării transformatoarelor s-au rupt sau s-au fisurat unele izolatoare de trecere, care au avut puncte de sprijin în barele sau conductoarele de legătură ;

— prin pierderea curentului operativ continuu unele transformatoare de putere s-au deteriorat, ca urmare a funcționării îndelungate pe scurtcircuit ;

— întreruptoarele și cadrele de separatoare nu au suferit avarii grave ;

— transformatoarele de curent și de tensiune de asemenea nu au suferit avarii grave ;

— descărcătoarele cu rezistență variabilă, s-au deteriorat mecanic, ca urmare a profilului lor suplu ;

— izolatoarele de susținere a bobinelor de blocaj pentru telefonia de înaltă frecvență s-au rupt în unele cazuri, ca urmare a eforturilor mecanice sporite date de mișcarea bobinelor.

Posturile de transformare aeriene de medie tensiune au avut de suferit, ca urmare a ieșirii din stabilitate a transformatoarelor de putere, amplasate pe balustrade. În multe cazuri, transformatoarele au căzut de pe balustradă, la pămînt, rupînd totodată fie legăturile electrice, fie elementele cu care erau legate electric.

Ca principale măsuri de prevenire a avariilor datorate seismelor s-au luat următoarele :

— creșterea gradului de seismicitate la care se proiectează și calculează rețelele electrice ;

— asigurarea unei stabilități mărite a bateriilor de acumulatoare staționare, prin rigidizarea lor cu plasă metalică și profile din metal, izolate electric față de cuvele elementelor, urmînd ca într-o a doua etapă să se treacă la proiectarea bateriilor de acumulatoare cu elemente semiuscate pentru stațiile și posturile de transformare și de conexiune ;

— fixarea mai fermă a transformatoarelor la căile de rulare, astfel încît să nu le mai permită deplasări laterale prin sărire, sau în lungul căilor de rulare ;

— asigurarea unor puncte elastice de legătură a barelor colectoare la izolatoarele transformatoarelor ;

— verificarea comportării la acțiuni seismice a echipamentului și a ansamblurilor de instalații.

O importanță deosebită trebuie acordată rețelei de telecomunicații, sub aspectul sistemului de alimentare cu energie electrică. În unele oficii poștale, bateriile staționare de acumulatoare au suferit aceleași avarii ca și cele din stațiile și posturile de transformare. Prin aceasta s-au întrerupt comunicațiile în unele zone.

Rețeaua de radio emisie-recepție proprie a unităților de exploatare și reparare a rețelelor electrice a avut și ea de suferit, ca urmare a pierderii alimentării în curent alternativ. În consecință s-au stabilit pentru această rețea două măsuri principale :

— alimentarea posturilor fixe de radio emisie recepție de la baterii de curent continuu ;
— introducerea unui sistem de retranslație astfel încît să fie posibilă comunicarea prin rețeaua de emisie-recepție între toate punctele de exploatare cu personal permanent și nu numai local, pentru zone relativ restrînse.

6.5. INFLUENȚELE VIITURILOR ASUPRA LINIILOR ELECTRICE AERIENE LA TRAVERSĂRI DE RÎURI

Creșterea bruscă a nivelului rîurilor, ca urmare a unor ploi torențiale, poate afecta grav stîlpii liniilor electrice amplasați pe marginea acestora.

De aceea, prin proiectare se caută ca stîlpii de traversare să fie amplasați cît mai departe de cursul rîurilor sau de cursul posibil a fi luat de rîu, în condiții de viituri.

În afara acestei măsuri de îndepărtare a stîlpilor de traversare, în anumite cazuri se iau și măsuri de fundare specială.

Sînt uzuale două tehnologii de fundare specială a stîlpilor, ambele avînd la bază prospectările geologice care se fac în zonă.

Prima tehnologie constă în lansarea pas cu pas a unor chesoane din beton, care vor servi drept fundații. Aceste chesoane, de formă circulară se toarnă la fața locului, pe măsura adîncirii lor în teren pînă se ajunge la, teren tare. În aceste condiții sînt uzuale lungimi ale chesoanelor de 6—10m. Interiorul chesonului se umple, iar stîlpul propriu-zis va avea drept fundație acest cheson.

A doua tehnologie constă în plantarea unor piloți din beton armat cu ajutorul vibrosonetelor. Și în acest caz piloții se adîncesc pînă pătrund în teren tare. Fundația propriu-zisă a stîlpului se leagă de acești piloți.

Atît în cazul chesoanelor, cît și în cazul piloților, la suprafață, se execută în general în jurul stîlpului o îngrădire de protecție, sub forma unei bărci, pentru a feri stîlpul de eventuale lovituri ale corpurilor solide antrenate de viituri.

6.6. AVARII EXTINSE ALE SISTEMELOR ENERGETICE

Sistemele energetice interconectate pot fi supuse unor avarii de amploare ca urmare a unor succesiuni de evenimente.

Astfel, în noiembrie 1965, la orele de vîrf de sarcină, a avut loc o avarie în sistemele interconectate S.U.A. — Canada. Întreruperea a durat în diferite zone de la trei minute pînă la cîteva ore. Ea a afectat alimentarea cu energie electrică a circa 30 milioane locuitori, pe o suprafață de 200 000 km² [18].

Avaria a pornit de la declanșarea uneia din cele cinci linii aeriene de 230 kV care leagă C.H.E. Adam Beck cu zona Toronto. Fluxul de energie electrică repartizat pe celelalte patru linii a depășit valorile de reglaj ale protecțiilor, provocînd și declanșarea acestor linii. În consecință, puterea electrică disponibilă, nemaiavînd căi de evacuare spre nord (Toronto), a fost dirijată spre sud, ceea ce a condus la depășirea valorilor reglate ale protecțiilor liniilor înspre zona New York, care de asemenea au declanșat. Grupurile din centralele hidroelectrice descărcîndu-se puternic, s-au supraturat, a crescut frecvența în toată zona și au declanșat turbogeneratoarele centralelor termoelectrice din zonă.

Comisia federală numită pentru analiza acestei avarii a constatat că ea a fost provocată de funcționarea incorectă a unui releu al protecției de distanță și s-a extins, pe de o parte ca urmare a stabilirii unor reglaje ale protecțiilor mult mai joase decît capacitatea de transport a liniilor, iar pe de altă parte ca urmare a funcționării defectuoase a unor regulatoare de turație ale turbinelor hidroelectrice. Acestea din urmă, au încercat să închidă admisia de apă în turbine, dar s-au golit rezervoarele de ulei ale sistemului hidraulic și scăzînd presiunea de ulei, nu a mai fost posibilă închiderea admisiei.

O altă avarie de sistem de mari proporții a avut loc tot în S.U.A. la data de 13 iulie 1977 dimineața. Întreruperea a afectat alimentarea cu energie electrică a orașului New York și a zonei Westchester County, cu 9 milioane de abonați, iar restabilirea, de la producerea primului eveniment și pînă la realimentarea cu energie electrică a tuturor consumatorilor a durat 25 ore [19].

Sistemul energetic local era puternic solicitat de sarcinile suplimentare cerute de aparatele de climatizare, perioada premergătoare începerii avariei fiind caracterizată prin existența unei temperaturi atmosferice ridicate.

În aceste condiții se producea în centralele electrice locale circa o treime din sarcină, restul fiind preluat din sistemele energetice vecine.

În dimineața zilei respective o puternică furtună însoțită de descărcări atmosferice s-a abătut asupra zonei, dominînd în special rîul Huston.

La orele 8,37 au declanșat două linii de 345 kV de alimentare dinspre nord. Prin aceasta s-a separat de sistem centrala electrică Indian Point, care debita 870 MW înspre sistemul energetic al New Yorkului.

În timp ce dispecerul energetic încerca să compenseze deficitul de putere, la ora 8,56 au declanșat la descărcări atmosferice alte două linii de 345 kV de alimentare dinspre nord, iar trei minute mai tîrziu încă o linie. Astfel s-au pierdut sursele de alimentare cu circa 2 000 MW, ceea ce reprezintă mai mult de o treime din sarcina electrică. Reanclanșarea automată rapidă a liniilor în cauză nu a funcționat, dar a funcționat automatica de descărcare prin nivel de tensiune, care a scăzut tensiunea cu 5 % și apoi cu 8 %.

Această reducere de tensiune a dat răgaz dispecerului energetic să pornească o parte din centralele electrice locale, aflate în rezervă, care au

reușit să suplinească circa 1 000 MW din deficit. Aceasta nu a fost însă suficient și a fost necesară sacrificarea alimentării cu energie electrică a unor cartiere.

Totuși sacrificiile făcute nu au ajutat prea mult, deoarece la ora 9,21 s-a separat de sistemul local și alimentarea dinspre est, ca urmare a supraincălzirii cablurilor subterane de interconexiune cu o companie de electricitate învecinată.

În jurul orei 9,27 alte descărcări atmosferice au declanșat și ultima legătură a sistemului local cu sistemul învecinat din nord, pentru ca două minute mai tirziu să declanșeze cel mai mare grup local și sistemul să se separe și de sistemul energetic al altei companii de electricitate cu care era interconectat înspre vest.

Sistemul local New York a rămas alimentat numai din cîteva centrale electrice locale, dar pînă la orele 9,41 și acestea au declanșat prin suprasarcină.

Restabilirea a durat foarte mult, ca urmare a faptului că toate întreruptoarele declanșate au trebuit să fie manevrate de la fața locului.

În Franța, la data de 18 decembrie 1978 a avut loc de asemenea, o avarie de sistem, urmare căreia a fost întrerupt pînă la 75 % din consumul total de energie electrică al țării, pe durate variind între 42 minute și 5 ore. S-a estimat că nu s-au livrat consumatorilor circa 100 milioane kWh, ca urmare a producerii acestei avarii. Metroul din Paris a rămas imobilizat circa 3,5 ore.

Înainte de producerea avariei, regimul de funcționare al sistemului energetic francez era caracterizat printr-un import considerabil de energie electrică din sistemele țărilor învecinate. În dimineața zilei respective, consumul efectiv fiind mai mare decît cel preliminat, dispecerul energetic a luat măsuri de punere în funcțiune a unor grupuri suplimentare în centralele hidroelectrice, a apelat la un import suplimentar și totodată, ca urmare a supraîncărcării unor artere de 225 kV (care funcționează în mod normal buclate cu arterele de 400 kV), a deschis buclele în unele puncte.

Creșterea consumului a fost însă mai rapidă decît cea a puterii la care s-a făcut apel, ceea ce a condus la supraîncărcarea unor artere de 400 și 225 kV și la scăderea nivelelor de tensiune în principalele noduri de 400 kV.

În aceste condiții, la ora 8,26 a declanșat la suprasarcină o arteră importantă de 400 kV. (Besaumont-Creney) din nord-estul țării și care este una din principalele artere de alimentare cu energie electrică a zonei pariziene. Această declanșare a antrenat succesiv declanșarea la suprasarcină și a unor artere de 225 kV, care funcționau buclat cu rețeaua de 400 kV, precum și a grupurilor din centrala hidroelectrică Revin.

S-a creiat astfel un regim de funcționare instabil, caracterizat prin oscilații puternice de tensiune și curent. Această instabilitate a făcut să lucreze automatizările de sistem și unele automatizări locale, care au separat sistemul energetic francez la început în zone autonome.

În majoritatea zonelor astfel formate, fenomenele de instabilitate s-au menținut însă, fiind însoțite de scăderi importante ale nivelelor de tensiune și de frecvență.

Conform principiilor în care a fost concepută funcționarea sistemului energetic francez pentru aceste cazuri, automatizările din centralele electrice au lucrat la minimă frecvență și tensiune, încercînd separarea în insule a grupurilor producătoare cu consumatorii importanți din apropiere.

Aceste insularizări au reușit în 16 puncte ale sistemului, dar nu au reușit în alte 67 cazuri. Sistemul energetic al Franței a rămas astfel divizat, cu zone complet nealimentate, puncte funcționînd însular și zona de sud-est a țării (Alpi) alimentată din centralele locale și din interconexiunile internaționale, dar și aceasta la nivele de tensiune foarte scăzute.

Măsurile care se iau pentru prevenirea unor asemenea fenomene sînt multiple și acoperă toată gama de instalații pornind de la producătorul de energie electrică și pînă la consumator [8]. Principalele măsuri constau în:

— asigurarea unor surse locale de intervenție pentru consumatorii vitali: metrou, iluminatul tunelelor, spitale, ascensoare în blocuri foarte înalte etc;

— producerea energiei reactive cît mai aproape de locul de consum, mai ales prin compensatoare sincrone;

— legarea la pămînt a neutrului transformatoarelor de 110 kV și mai puțin, prin rezistențe sau reactanțe, ceea ce micșorează valoarea curentului de secvență homopolară, ușurînd condițiile unei eventuale avarii;

— dotarea instalațiilor cu protecții rapide, care să acționeze la timpi de 20—40 ms și chiar mai puțin;

— dotarea instalațiilor cu automatici de descărcare automată a sarcinii DAS, descărcare automată la nivel scăzut de tensiune DAT, descărcare automată la frecvențe minime DAF — în tranșe;

— dotarea mașinilor sincrone cu regulatoare rapide de tensiune RAT;

— dotarea sistemului cu automatici care să permită separarea lui în zone cu funcționare automată;

— dotarea sistemelor locale cu automatici care să permită insularizarea unor centrale electrice cu consumatorii importanți din imediata apropiere;

— modificarea din construcție, proiectare sau în exploatare a parametrilor sistemului, și în primul rînd micșorarea reactanței elementelor componente prin micșorarea reactanței tranzitorii a generatoarelor sau liniilor electrice aeriene (conductoare jumelate, compensări longitudinale etc.), precum și introducerea unor stații de conexiune intermediare;

— interconectarea cît mai puternică a sistemelor energetice naționale, cu sistemele energetice ale țărilor vecine;

— perfecționarea pregătirii personalului care lucrează în exploatare;

— îmbunătățirea conducerii operative prin dispecer, cu introducerea unor modele matematice, care prin prelucrare automată a datelor să

poată stabili, din variantele prioritare posibile, schemele şi regimurile cele mai avantajoase economic, precum şi sub aspectul rezervelor de stabilitate.

O bună parte din măsurile indicate mai sus, măsuri care nu sînt limitative, se iau în reţelele electrice de distribuţie, care sînt, prin natura lor şi cele mai apropiate de consumatorii de energie electrică.

BIBLIOGRAFIE

1. MARK, D. şi POPA, B. *Protecţia instalaţiilor electrice împotriva supratensiunilor atmosferice* Ed. tehnică, 1967.
2. STAS 6489-67. *Reţele electrice peste 1 kV, coordonarea izolaţiei. Nivele de izolaţie şi de protecţie.*
3. PE 109/74. *Normativ privind alegerea izolaţiei, coordonarea izolaţiei şi protecţia instalaţiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor.*
4. C.E.I. 71/1. *Coordination de l'isolement. Première partie. Termes, définition, principes et regles.* 1976.
5. GOST 1516—60. *Transformatoare, aparate şi izolatoare de înaltă tensiune. Norme şi metode de încercare a rigidităţii dielectrice a izolaţiei.* Moscova, 1968,
6. ASA C. 57-12-00-1958. *American Standards for Transformers, Regulators and Reactors.*
7. VDE 0111/1959. *Regeln für Transformatoren.*
8. POPA, T. şi BACIU, A. *Avarii în instalaţiile energetice.* Ed. tehnică, 1978.
9. EVANS, R. D. *Coordination of Power and Communication Systems,* (revized by Witz, R. L.). Westinghouse.
10. M.E.E. *Normativ pentru construcţia liniilor aeriene de energie electrică peste 1000V.* PE 104/1971, ICEMENERG 6, 1974.
11. STAS 6290-73. *Încrucişări între linii de energie electrică şi de telecomunicaţii.*
12. STAS 832 — 78. *Influenţe ale instalaţiilor electrice de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicaţii.*
13. Comité Consultatif International Télégraphique et Téléphonique (CITT). *Guide d'application des directives du C.I.T.T. dans un cas simple,* CIGRÉ, Nr. 26-F, septembrie 1970.
14. *Decret nr. 237/1978 al Consiliului de Stat pentru stabilirea normativelor privind sistematizarea, amplasarea, construirea şi repararea liniilor electrice care trec prin păduri şi prin terenuri agricole.* Buletinul oficial al R.S.R., nr. 58/13, iulie, 1978.
15. I.C.C.P.D.C. *Normativ pentru proiectarea antiseismică a construcţiilor de locuinţe, social-culturale, agrozootehnice şi industriale.* P. 100—78, Aprobat în ordinul C.C.A.I. 23/IX, din 15 iunie 1978.
16. *Decret nr. 163/11 mai 1978 al Consiliului de Stat privind aprobarea STAS 11 100/1-77—zonare seismică. Macrozonarea teritoriului Republicii Socialiste România.*
17. NITU, V., VOINEA, D., NEAG, P. şi STEIN, M. *Analiza incidentelor datorită condiţiilor naturale interne în România, în vederea dimensionării corecte a instalaţiilor electroenergetice.* Raport CIGRÉ, 1978.
18. *Der Netzzusammenbruch in Nord — Ost Amerika, am 9 November 1965.* Elektrizitätswirtschaft, 65, 1966.
19. *De ce s-au stins luminile* Rev. Time, 25, iulie 1977.

7. EXPLOATAREA ȘI REPARAREA REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

Dezvoltarea și complexitatea instalațiilor energetice, ca și noile tehnologii stabilite, au condus la schimbări structurale în exploatarea și repararea rețelelor electrice.

Complexitatea a atras după sine necesitatea unei conduceri unice pe linie de programare și de intervenții rapide, în condiții de siguranță a instalațiilor și de economicitate în funcționarea acestora. Aceste două caracteristici, corelate și cu fiabilitatea din ce în ce mai ridicată a aparatelor și materialelor electrotehnice, au condus la introducerea tot mai largă a automatizărilor locale, a telemecanicii instalațiilor, ca și a unor tehnologii noi de reparare a rețelelor electrice, așa cum este introducerea și generalizarea lucrului sub tensiune.

7.1. CONDUCEREA OPERATIVĂ PRIN DISPECER

Conducerea prin dispecer a instalațiilor energetice a apărut și s-a dezvoltat odată cu apariția și dezvoltarea sistemelor energetice, ca o necesitate obiectivă, impusă în prezent de trei atribute principale :

— previziunea și programarea funcționării centralelor și rețelelor electrice interconectate, în condiții optime de siguranță și economicitate ;

— controlul și modificarea periodică a programărilor stabilite, în cazul apariției unor abateri ;

— intervenție operativă la apariția unor perturbații în funcționarea unor elemente ale sistemului energetic.

Astfel, programarea funcționării instalațiilor sistemului energetic [1] se efectuează pe termene lungi și scurte (an, trimestru, lună, săptămână, zi, oră), se controlează periodic respectarea programului, se reactualizează în caz de necesitate și se intervine operativ în caz de apariție a unor perturbații prin conducerea manevrelor de restabilire și prin fixarea

noului program de funcționare impus de situația dată. În toate cele patru stări posibile ale unui sistem energetic [2] prezentate în fig. 7.1 este determinantă prezența activă și intervenția dispecerului de serviciu.

În special, în ultimele trei decenii amploarea pe care a luat-o interconectarea cît mai complexă a tuturor surselor de producere a energiei electrice, atît în interiorul țărilor cît și interțări, a determinat dotarea tot mai completă a punctelor de dispecer, cu sisteme de informare optică și

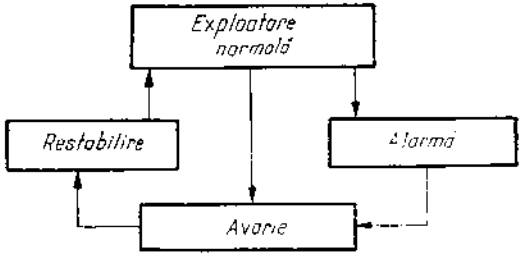


Fig. 7.1. Stările posibile ale unui sistem energetic.

acustică, cu mijloace de prelucrare automată a datelor și cu sisteme de telemecanică a instalațiilor coordonate.

Trei elemente au devenit astfel esențiale pentru optimizarea funționării economice și sigure a sistemelor energetice: organizarea cît mai adecvată a conducerii prin dispecer, asigurarea punctelor de dispecer cu mijloace moderne de prelucrare a datelor și extinderea telemencanizării instalațiilor, corelat cu dezvoltarea automatizărilor locale.

În principiu, tendințele care se manifestă în acest domeniu, pe plan mondial sînt [3]:

— centralizarea telecomenzilor și telemăsurilor în cît mai puține puncte de conducere operativă, prin limitarea la strictul necesar a elementelor de comandat sau supravegheat;

— mărirea distanței dintre punctul de conducere operativă și instalația telemecanizată, în multe cazuri la peste 5 km;

— concentrarea, din motive economice, a unui număr minim de 10—15 stații de transformare telemecanizate la un punct de comandă operativă;

— renunțarea la camerele de comandă ale stațiilor de transformare;

— utilizarea calculatoarelor, care permit o gestiune automată;

— utilizarea căilor de teletransmisie fără rezervare, fie pe suportul existent al unei rețele de telecomunicații, fie pe suportul existent al unei linii de energie electrică, folosind curenți purtători de înaltă frecvență sau cu unde dirijate;

— utilizarea unei viteze de transmisie de la 50 Bauds la 200 Bauds și chiar la 1 200 Bauds, modul de teletransmisie utilizat fiind în cele mai multe cazuri sistemul digital, atît pentru telecomenzi cît și pentru telemăsuri.

Comanda operativă prin dispecer [4] este organizată pe plan mondial, de regulă pe trei nivele :

— național, care se ocupă în principal cu exploatarea economică și sigură a producerii și transportului de energie electrică, precum și de interconexiunile cu celelalte țări ;

— teritorial, care elaborează ordinele de funcționare și schemele de exploatare ale centralelor și rețelelor electrice de transport din zona sa, sub autoritatea, în cazurile mai importante, a dispecerului național ;

— local, care execută ordinele primite și care, în unele cazuri, îndeplinește și atributul de dispecer, pentru instalații mai puțin importante.

Toate nivelele de conducere operativă sînt ierarhizate, fiecare nivel inferior fiind subordonat treptei superioare. Acesta este principiul general aplicat în țările în care producerea, transportul și distribuția de energie electrică sînt încredințate unei instituții de stat, principiu de la care există însă și abateri.

În Franța [5], conducerea prin dispecer cuprinde trei nivele (fig. 7.2) :

— dispecerul național, unde sînt elaborate programele de funcționare ale centralelor mari, programele de schimb cu țările vecine, schemele de exploatare ale rețelelor de 400 kV, precum și urmărirea regimurilor de funcționare ale acestora ;

— dispecerii teritoriali, unde sînt elaborate programele de funcționare ale centralelor electrice de importanță regională și schemele de exploatare ale rețelelor de 225, 150, 90, 63 și 45 kV ;

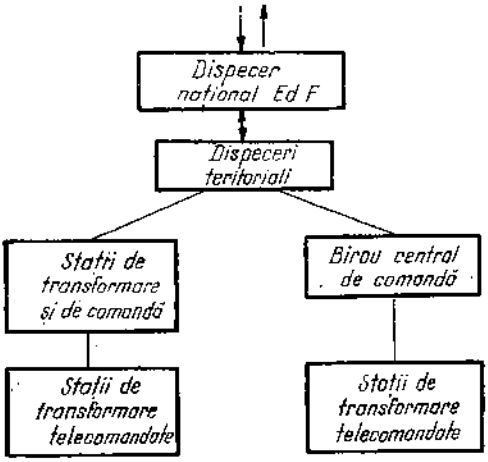

Dispecer național Ed F
Dispeceri teritoriali
Stații de transformare și de comandă
Birou central de comandă
Stații de transformare telecomandate
Stații de transformare telecomandate

Fig. 7.2. Trepte de conducere operativă în Franța.

— birouri centrale de conducere, care răspund de buna funcționare a rețelelor electrice de 20 kV și mai jos, în unele cazuri și de stațiile de înaltă tensiune pe medie tensiune.

Un caz tipic este biroul central de comandă din Versailles [6]. În principiu, acest birou format din șapte supraveghetori de rețea (coordonatori) care lucrează în ture, are rolul de :

— a executa manevrele necesare direct sau prin intermediul personalului de exploatare din stațiile de transformare de înaltă / medie tensiune, în strînsă legătură cu treapta superioară de dispecer ;

— a concentra, coordona și comanda toate manevrele privind ansamblul rețelelor de medie tensiune din gestiune.

Aceste manevre se pot realiza fie direct de supraveghetor prin telecomenzi, fie prin intermediul electricienilor de exploatare și intervenții aparținînd de unitățile locale.

În Danemarca, cele două părți ale țării sînt conduse operativ de două organizații de dispecer : dispecerul Elsam pentru partea de vest și dispecerul Kraftimport pentru partea de est a țării. Dispecerul Elsam cuprinde două nivele de subordonare operativă (fig. 7.3) iar dispecerul Kraftimport conduce operativ sistemul de 400 și 132 kV direct sau prin intermediul a patru dispeceri teritoriali (subordonare operativă de asemenea cu două nivele).

În Belgia, dispecerul este organizat (fig. 7.4) pe trei nivele :

— dispecerul național, care coordonează producerea și transportul energiei electrice pe ansamblul țării, în acord cu dispecerii teritoriali, conduce rețeaua de 380 kV și reglează schimburile de energie electrică cu țările vecine ;

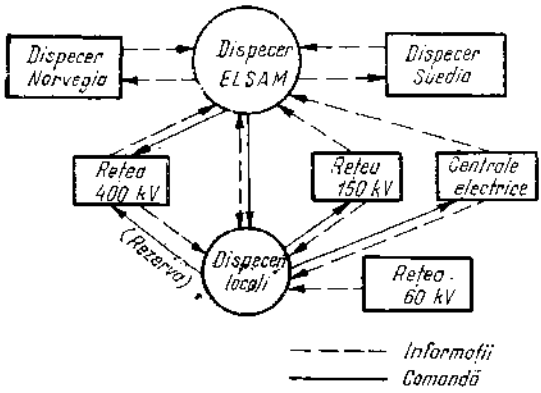


Fig. 7.3. Trepte de conducere operativă la dispecerul Elsam (Danemarca).

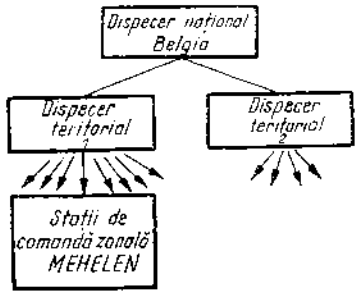


Fig. 7.4. Trepte de conducere operativă în Belgia.

— dispecerii teritoriali, care supraveghează și coordonează funcționarea instalațiilor de producere, transport și distribuție în zona încredințată, în acord cu dispecerul național și cu centrele de comandă zonale ;

— centrele zonale de comandă, responsabile de manevrele ce se execută în zona lor.

În unele cazuri, centrele zonale de comandă au preluat și funcția de dispecer pentru rețelele de 10 și 15 kV (centrul zonal de comandă Mechelen dispune și de instalațiile de telemecanică ale rețelei de medie tensiune din zonă).

În Anglia conducerea operativă este organizată pe patru nivele: dispecerul național, dispecerii teritoriali, dispecerii districtuali și coordonatorii de manevre și intervenții.

Dispecerul național are ca personal operativ în tură ingineri îndeplinind funcțiile de: dispecer șef de tură, dispecer de manevre, dispecer de regimuri și operatori în sala mașinilor terminale, în sala teleimprimatoarelor și în sala calculatoarelor. Ca atribuții de serviciu acest personal răspunde de: coordonarea siguranței și economicității sistemului pe ansamblul lui (stabilitate, puteri de scurtcircuit, circulații de puteri în rețelele de 275 și 400 kV, niveluri de tensiune, schimburile de puteri între zonele dispecerilor teritoriali, reglaj frecvență — putere, schimburi cu alte țări, încărcări economice ale centralelor etc.).

Un dispecer teritorial are ca personal operativ în tură ingineri, îndeplinind funcțiile de: dispecer șef tură, dispeceri de manevre, dispeceri de regimuri și operații în sala de primire și transmitere a informațiilor, cît și pentru verificarea și întreținerea echipamentelor. Ca atribuții,acest personal răspunde în principal de: coordonarea funcționării instalațiilor de 275, 400 kV din zona sa, legătura cu dispecerul național, supravegherea și coordonarea manevrelor, acționare promptă în cazuri de avarii, urmărirea încărcării economice a centralelor pe baza programului aprobat, coordonarea dispecerilor districtuali etc.

Un dispecer districtual are ca personal operativ în tură doi ingineri, care răspund în principal de: coordonarea funcționării instalațiilor de 132 kV și mai jos, coordonarea manevrelor, acționare promptă în cazuri de avarii, colaborare cu dispecerul teritorial, precum și cu coordonatori de manevre din subordonare operativă etc.

Un coordonator de manevre și intervenții are ca personal operativ în tură: un dispecer șef de tură, la nivel de inginer și doi electricieni de intervenție, care răspund în principal de: efectuarea manevrelor în stațiile de 400, 275, 132, 66, 33, 22, 11, 6 kV precum și în posturile de transformare, coordonarea echipelor de intervenții, informarea personalului ierarhic superior etc.

În R. F. a Germaniei, conducerea operativă este diferită față de celelalte țări, consecință a existenței mai multor companii de electricitate, prezentînd o structură descentralizată (fiecare companie are conducerea sa proprie prin dispecer, cu gestiune autonomă față de celelalte).

Companiile s-au asociat și au constituit un organism comun de coordonare, care are drept obiective: planificarea funcționării rețelelor interconectate între companii și programarea funcționării centralelor electrice, rezolvarea problemelor legale afectînd alimentarea cu energie electrică etc.

Trei din aceste companii au o organizare practic similară, care cuprinde trei nivele: dispecerul central, dispecerii regionali și dispecerii din stațiile mamă. (fig. 7.5).

În R. P. Ungară conducerea prin dispecer este organizată pe două nivele: dispecerul național și dispecerii teritoriali. Dispecerul național

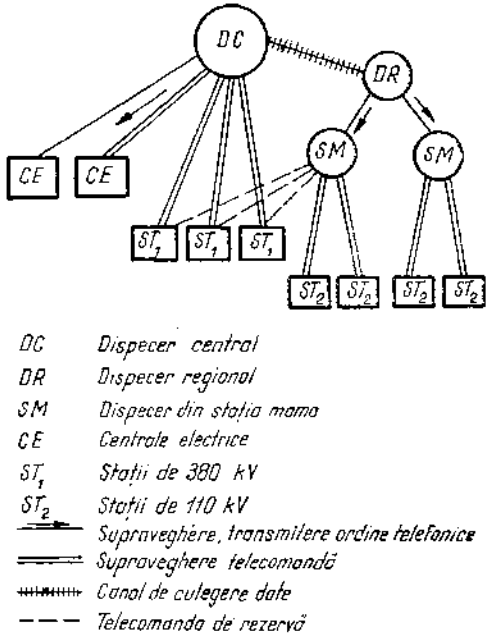


Fig. 7.5. Trepte de conducere operativă în R.F.G.

asigură comanda și supravegherea centralelor electrice importante, a rețelelor electrice de 400, 220 și 120 kV buclate, precum și a liniilor de interconexiune cu alte țări.

Dispecerii teritoriali asigură comanda rețelei principale de distribuție de 120 kV, a rețelelor electrice de medie tensiune (35, 20 și 10 kV), precum și comanda centralelor electrice de puteri pînă la 50 MW.

7.1.2. DOTAREA TEHNICĂ A PROCESULUI DE CONDUCERE PRIN DISPECER

Dotarea tehnică a procesului de conducere prin dispecer se realizează pe plan mondial [5] în strînsă corelare cu telemecanica instalațiilor și cu automatizările locale. Cu cît nivelul de automatizări locale montate direct în instalații este mai dezvoltat, cu atît numărul de semnale ce se transmite spre punctele de comandă operativă este mai redus, iar cu cît telemecanica instalațiilor este mai dezvoltată, cu atît numărul de semnale ce se transmite este mai mare. În contextul dezvoltării actuale a instalațiilor

energetice, conducerea sistemului energetic se bazează din ce în ce mai mult pe calculatore, atît montate direct în instalații, cît și la punctele de dispecer.

În comanda operativă a centralelor termoelectrice, a hidrocentralelor și a instalațiilor de transformare de 400 și 220 kV tendința generală este aceea de a se monta calculatoare de proces în fiecare instalație. Pentru stațiile de transformare de 110 kV, pe medie tensiune, tendința este clară de telecomandă centralizată de la un centru de comandă prevăzut, de regulă, cu calculator de proces. În comanda operativă a rețelelor electrice de medie tensiune, tendința este de asemenea clară, aceea de telecomandă operativă centralizată.

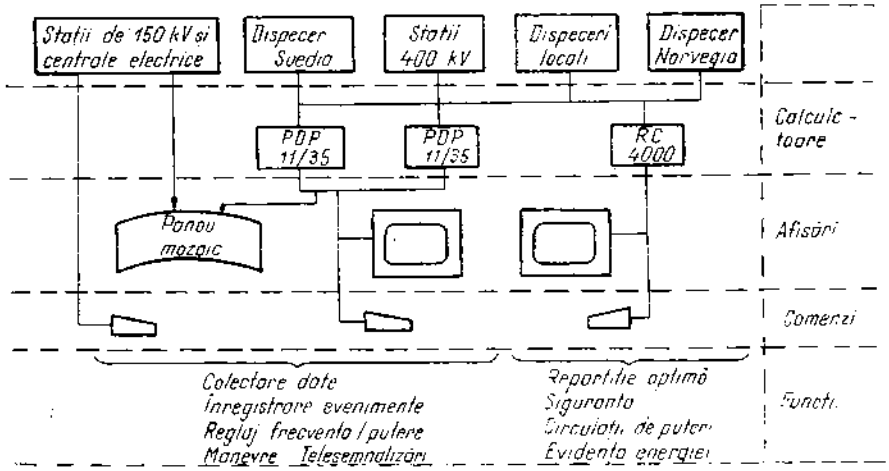


Fig. 7.6. Sistemul hardware la dispecerul Elsam (Danemarca).

În Danemarca, dotarea tehnică a dispecerului Elsam este indicată în fig. 7.6. Concepția de dotare cu calculatoare la acest punct de dispecer, a avut în vedere montarea unor calculatoare on-line cu fiabilitate foarte ridicată pentru asigurarea funcțiilor vitale și un calculator off-line de capacitate mai mare decît celelalte, dar nu cu aceeași fiabilitate. Între cele două sisteme de calculatoare există o cuplare directă care face posibil apelul la memoria calculatorului off-line pentru diferite date preluate din sistemul on-line.

În aceeași țară, dispecerul central Kraftimport este de asemenea dotat cu calculatoare care execută următoarele funcțiuni (fig. 7.7):

— controlul liniilor de interconexiune cu alte țări;
— programarea structurii grupurilor generatoare;
— repartiția economică a încărcării grupurilor generatoare;
— încărcările liniilor principale și siguranța în funcționare;
— colectarea informațiilor pentru evidența energiei electrice.

În Anglia, dispecerul național dispune de trei camere operative: camera de comandă, camera mașinilor terminale și camera teleimprimatoarelor.

Camera de comandă este dotată cu un panou mural, care cuprinde schema electrică a sistemului energetic, precum și balanțele de puteri pe zone și de schimburi între cele cinci zone conduse de dispecerii teritoriali.

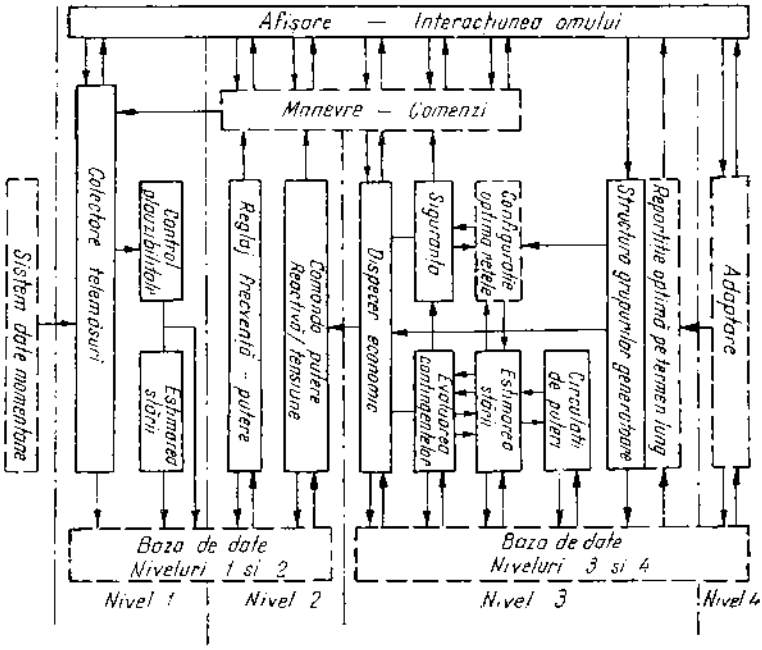


Fig. 7.7. Sistemul software la dispecerul Kraftimport (Danemarca).

Schema electrică semnalizează abaterile de la poziția normală a elementelor de comutare, iar panoul de balanțe afișează la fiecare 30 s, puterile produse și consumate, precum și schimburile cu celelalte zone.

Cantitatea de informații care sosește în camera de comandă cuprinde peste 1 000 citiri telemetrice și peste 7 000 telesemnalizări ale poziției aparatelor de comutație și de alarmare.

Pe tuburile catodice existente la pupitre pot fi afișate schemele electrice de amănunt ale instalațiilor. Pupitrele sînt dotate cu butoane prin care se comandă informația care se dorește a fi afișată pe tubul catodic.

Camera mașinilor terminale cuprinde aparatele terminale de intrare-ieșire în și din calculatoare. Calculatoarele au două funcții de bază: aceea de prevedere pe termen scurt, care poate acoperi situațiile pe o perioadă viitoare de la cîteva ore pînă la 24 ore și alta care înregistrează continuu evenimentele care se produc în sistem.

Camera teleimprimatoarelor are legătură directă cu dispecerii teritoriali, cu oficiul de meteorologie, precum și cu dispecerii țărilor vecine.

Dispecerii teritoriali, din punct de vedere al dotării tehnice, dispun practic de aceleași elemente ca și dispecerul național.

Recent [6] la una din întreprinderile de distribuție a energiei electrice, pentru urmărire și conducere operativă s-a pus în funcție un calculator care supraveghează circa 50 instalații de transformare, reprezentînd 750 întreruptoare, cu telecomanda acestora, telemăsurarea curenților pe transformatoare, telecomanda poziției ploturilor și alarma pentru 100 transformatoare de 33/11 kV.

În Belgia, dotarea tehnică a treptelor de dispecer are la bază organizarea unor căi de transmisie în principal radială între stațiile de transformare și centrele zonale de comandă și inelară între centrele de comandă zonale și dispecerii teritoriali, respectiv central. Vitezele de transmitere utilizate variază între 50 și 1 200 Bauds.

Fiecare treaptă de dispecer este dotată cu calculatoare care au dublul rol de memorare și de redare a unor calcule imediate chiar și la nivelul centrelor zonale de comandă. Astfel, unul din centrele zonale de comandă, dispune de dotarea tehnică indicată în fig. 7.8. Calculatorul *CO* este de rezervă și intră în funcțiune numai la căderea celorlalte două calculatoare. Pentru a dialoga cu calculatorul, operatorul se folosește aproape exlusiv de creionul luminos, chiar și pentru telecomenzi.

Un alt centru de comandă include și comanda rețelelor de 10 și 15 kV. Acest centru girează 45 stații de transformare de 70—150 kV și 150 cabine de 10 și 15 kV. Capacitatea celor două calculatoare permite transmiterea și prelucrarea a 16 000 semnalizări sau alarme, orice număr de telecomenzi, 600 măsuri ciclice, 200 măsuri contoare, 1 200 telemăsuri la cerere și 450 scheme detaliate sau globale.

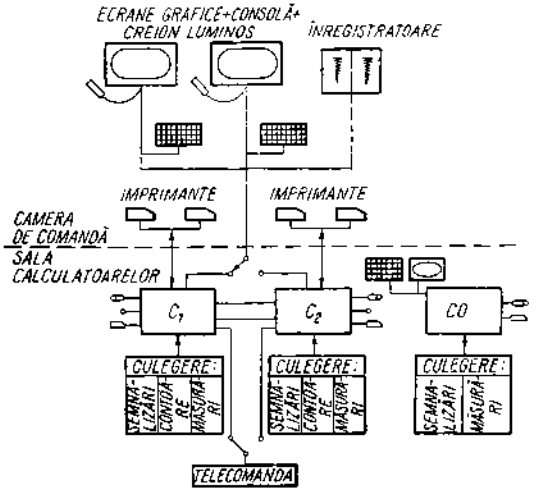


Fig. 7.8. Sistemul informatic al unui centru zonal de comandă (Belgia).

În R. F. a Germaniei, întreprinderea Bayerwerk A. G. dispune de o dotație tehnică formată dintr-un sistem dual perfect simetric. (fig. 7.9). Dialogul dispecer — calculator se realizează prin intermediul unui panou de mozaic, care cuprinde ansamblul rețelei. În fața acestui panou sînt amplasate două pupitre de comandă : unul pentru centralele electrice și rețele electrice de 200 și 380 kV, iar altul pentru rețele electrice de 110 kV, fiecare fiind deservite de cîte doi operatori. Pupitrele sînt prevăzute cu console specializate de conversație cu sistemul de calcul și cîte trei ecrane în culori pe care se pot afișa schemele stațiilor, grafice și tabele.

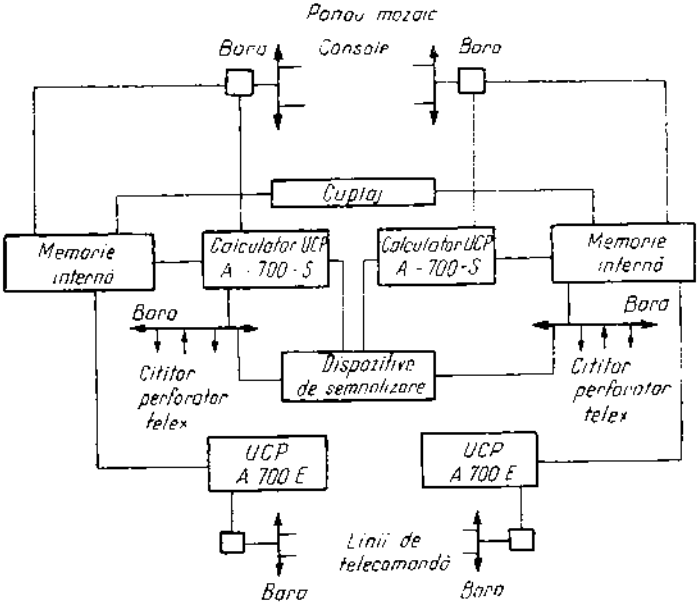


Fig. 7.9. Sistemul informatic al dispecerului Bayerwek (R.F.G.)

În Japonia, o dotație tehnică interesantă o prezintă conducerea prin dispecer de la Chubu Electric Power Co., al cărui sistem de principiu este redat în fig. 7.10, iar dotația tehnică în fig. 7.11.

Supravegherea sistemului se realizează prin intermediul ecranelor pe care sînt prezentate circulațiile de puteri, nivelele de tensiuni, alarmele de suprasarcini, precum și schemele rețelei primare. Pe ecrane pot fi afișate, la cerere, și schemele de detaliu ale stațiilor de transformare. Supravegherea suprasarcinilor și afișarea abaterilor de eliminat este continuă.

În afara ecranelor, operatorul poate să-și culeagă informațiile necesare și de la panoul mozaic. Pe panoul mozaic se realizează : recunoașterea la fiecare minut a schemei primare a întregului sistem și un răspuns rapid în cazul oricărui defect din sistem. Panoul de mozaic redă puterea totală a sistemului, puterea generatoarelor, circulațiile de puteri, tensiunile,

frecvența, 57 elemente de înregistratoare analogice și 95 elemente de indicatori numerici pentru alarme, 406 poziții de întreruptoare și alarme la schimbarea acestor poziții, precum și 256 poziții de separatoare. De asemenea, panoul de mozaic redă date privind starea timpului: viteza și direcția vîntului, temperatura ambiantă, umiditatea, iluminarea etc.

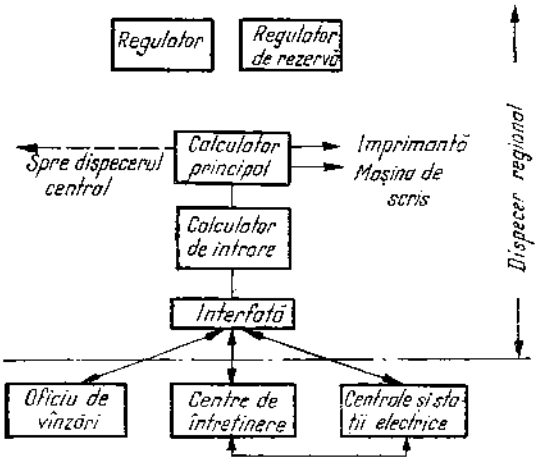


Fig. 7.10. Structura unui centru de comandă zonal (Japonia).

În cazul unui defect în rețeaua de transport, măsurile de refacere se afișează pe ecrane. Se efectuează simularea defectelor pentru a se stabili procedurile de urmat pentru refacere.

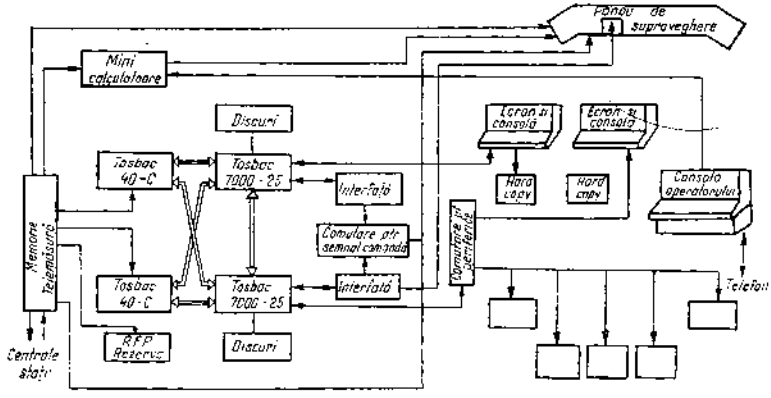


Fig. 7.11. Sistemul informatic al unui centru de comandă zonal (Japonia).

Conceptul de programare a generării este redat în fig. 7.12 din care rezultă luarea în considerare a prognozei consumului (în legătură cu previ-

ziunile meteorologice), a puterilor existente în centralele electrice, a repartiției economice, a sarcinilor pe termocentrale și a restricțiilor datorate suprasarcinilor în rețeaua de transport.

Conceptul de programare și urmărire a reglajului tensiune-putere reactivă este redat în fig. 7.13.

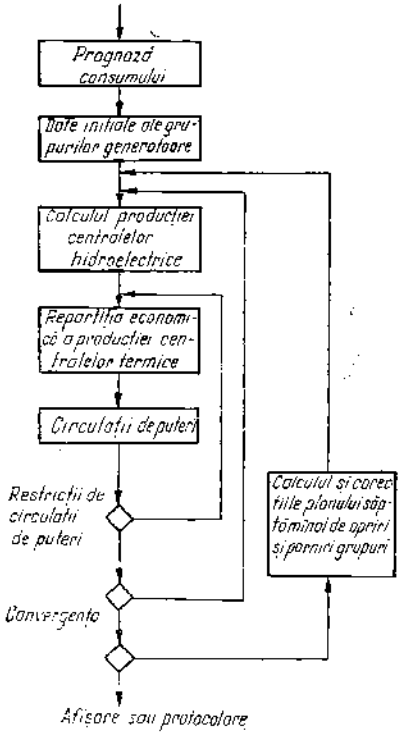

Prognoză consumului
Date inițiale ale grupurilor generatoare
Calculul producției centralelor hidroelectrice
Repartiția economică a producției centralelor termice
Circulații de puteri
Restricții de circulații de puteri
Convergență
Calculul și corectările planului săptămînal de opriri și porniri grupuri
Afișare sau protocolare

Fig. 7.12. Concept de programare și urmărire a generării și transportului de energie electrică.

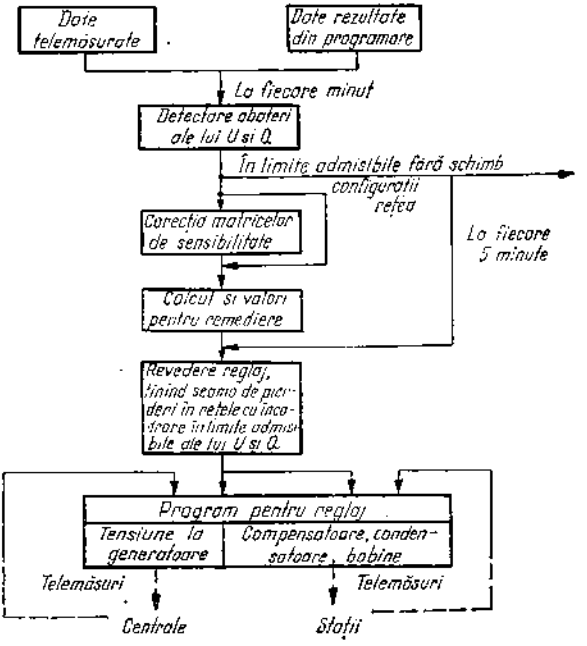

Date telemăsurate
Date rezultate din programare
La fiecare minut
Detectare abateri ale lui U și Q
În limite admisibile fără schimb configurații rețea
Corecția matricelor de sensibilitate
La fiecare 5 minute
Calcul și valori pentru remediere
Revedere reglaj, ținînd seama de pierderi în rețele cu încadrare în limite admisibile ale lui U și Q
Program pentru reglaj
Tensiune la generatoare
Compensatoare, condensatoare, bobine
Telemăsuri
Telemăsuri
Centrale
Stații

Fig. 7.13. Concept de programare și urmărire a reglajului tensiune — putere reactivă.

În Franța, dotația tehnică a biroului central de comandă [6] pune la dispoziția operatorilor următoarele mijloace :

— pentru telecomunicații : o rețea de radio emisie — recepție cu 6 canale de frecvență (unul rezervat exclusiv pentru manevre în medie tensiune) precum și legături telefonice directe cu stațiile de transformare, bazele de echipe de exploatare și întreținere, birourile centrale de comandă învecinate și treapta superioară de dispecer ;

— pentru reprezentarea grafică a rețelelor de medie tensiune : două scheme murale, ținute la zi, în care sînt reprezentate toate elementele rețelei de medie tensiune ca : linii aeriene, cabluri, posturi de transformare medie/joasă tensiune, atît cele de distribuție publică cît și cele din gestiunea abonaților, disjunctoare, întreruptoare, posturi de separare etc. ;

aceste scheme murale permit, prin mutarea simbolurilor elementelor de comutație, să fie evidențiate toate instalațiile care sînt retrase din exploatare pentru lucrări sau ca urmare a unor avarii;

— pentru telemecanica stațiilor de transformare de înaltă / medie tensiune, instalații adecvate care permit ca între biroul central de comandă și stații să se transmită telecomenzi, telemăsuri și telesemnalizări, pornind de la tablouri sinoptice de tip „schemă stinsă" aflate la panoul central și care dispun și de afișări ale datelor cu indicatoare numerice cît și sub formă de text pe imprimante;

— pentru telecomanda simplificată a elementelor de comutație primară intercalate în rețeaua de medie tensiune se utilizează pentru puncte de secționare, telecomenzi pe căi multiple, iar pentru întreruptoarele posturilor de transformare de medie/ joasă tensiune, telecomenzi pe cale unică;

— pentru telemăsura centralizată a puterii electrice, sînt aduse la biroul central de comandă toate puterile tranzitate prin instalațiile centrului (care intră și ies din conturul centrului) sub formă de energie electrică medie pe 10 minute, care este pe de o parte afișată în timp real pe un ecran luminos, iar pe de altă parte este imprimată pe banda unui maxigraf, de unde se stabilește ulterior curba de sarcină a centrului.

7.2. TELEMECANICA STAȚIILOR ȘI POSTURILOR DE TRANSFORMARE

În circuitele utilizate la telemecanica stațiilor și posturilor de transformare s-a renunțat, mai ales în ultima perioadă, la contactele electrice ca element de comutație, fiind introduse pe scară largă tranzistoarele *p n p* cu germaniu sau *n p n* cu siliciu [8].

În varianta *p n p*, funcționalitatea tranzistorului ca element de comutație statică este redată în fig. 7.14 în care s-a notat cu indicele *e* partea de emitor, cu *b* partea de bază și cu *c* partea de colector a tranzistorului.

Dacă se aplică la intrare o tensiune negativă ($U_{be}<0$), prin baza tranzistorului circulă un curent I_b care provoacă trecerea unui curent I_c mult mai mare ca valoare, prin colector.

La o valoare suficient de mare a lui I_b, valoarea curentului I_c nu mai crește, iar tensiunea de ieșire are o valoare foarte scăzută (regim de saturație).

Dacă se aplică la intrare o tensiune pozitivă ($U_{be}>0$), curentul I_b va avea o valoare extrem de redusă și de sens opus celui indicat în fig. 7.14, iar tensiunea de ieșire U_{ce} va avea o valoare practic egală cu cea de alimentare a colectorului E_c (regim de blocaj).

Deci în funcție de tensiunea aplicată la intrare U_{be}, pe joncțiunea bază—emitor, rezistența joncțiunii colector—emitor este foarte mică, sau

foarte mare. Această proprietate a tranzistorului permite utilizarea lui ca element de comutație statică (valoarea mică a rezistenței este echivalentă cu un contact electric închis, iar valoarea mare cu un contact electric deschis).

În cazul utilizării unui tranzistor *n p n* cu siliciu, funcționalitatea este aceeași, inversîndu-se doar sensul și semnul curenților și tensiunilor din fig. 7.14.

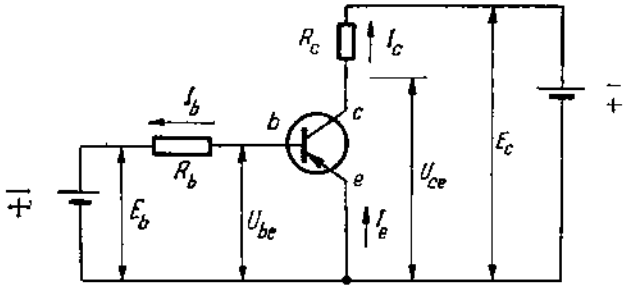


Fig. 7.14. Tranzistorul ca element de comutație statică.

În varianta tranzistoare *p n p* cu germaniu, un element de bază din echipamentele de telemecanică, realizează funcția logică NICI, avînd schema din fig. 7.15. El este alimentat în permanență cu tensiunea de colector $-E_c$ și cu tensiunea de polarizare a bazei $+E_b$, ambele avînd emitorul tranzistorului, ca punct comun de potențial 0.

Rezistențele R_1 și R_b formează un divizor de tensiune și sînt astfel calculate, încît atunci cînd la toate intrările I ale elementului se aplică un potențial apropiat de zero, potențialul bazei tranzistorului este pozitiv, tranzistorul este saturat și tensiunea lui de ieșire este apropiată de valoarea lui E_c. Dacă la o singură intrare I se aplică o tensiune negativă, potențialul bazei devine negativ, tranzistorul se blochează și dă la ieșire potențial zero. Astfel, acest element poartă denumirea de NICI pentru că dă tensiune la ieșire numai dacă la nici una din intrări nu se aplică tensiune.

Ieșirea lui E se cuplează cu intrările I ale altor elemente similare, tot așa după cum intrările I pot căpăta tensiune de la alte elemente care participă în schema de comutație.

Toate aceste scheme de comutație se bazează pe logica binară, care are două stări fundamentale 0 și 1 și care corespund la contactele electrice celor două stări, deschis și respectiv închis.

Bistabilul (memoria) este constituit din două elemente NICI (N_1 și N_2) cuplate între ele ca în fig. 7.16, *a*. În această schemă cele două tranzistoare se găsesc totdeauna în stare opusă.

Dacă se aplică semnal 1 la intrarea I_1, N_1 este saturat iar N_2 se blochează, avînd semnale 0 la ambele intrări. Semnalul 1 la ieșirea lui N_2 îl menține saturat pe N_1 și după dispariția semnalului 1 de la intrarea I_1. Aplicînd din nou semnul 1 situația nu se schimbă.

Pentru ca să se revină la situația inițială, trebuie ca să se aplice semnalul 1 la intrarea I_2.

Reprezentarea schematică a bistabilului este indicată în fig. 7.16, *b*. În această reprezentare partea haşurată reprezintă elementul NICI, care în mod normal este saturat.

Elementul bistabil are deci proprietatea de a înmagazina un semnal, pînă la aplicarea altui semnal pe cale separată şi în consecinţă mai poartă numele de element de memorie.

Intrarea la care se aplică semnalul de memorat este astfel partea de introducere a informaţiei, iar intrarea la care se aplică semnalul de anulare, reprezintă partea de ştergere.

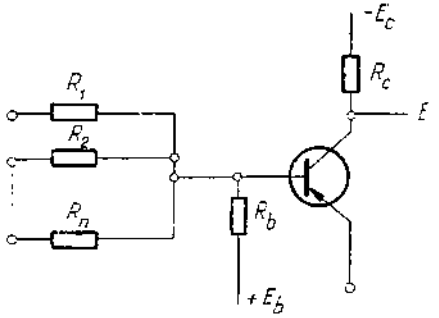


Fig. 7.15. Elementul logic NICI.

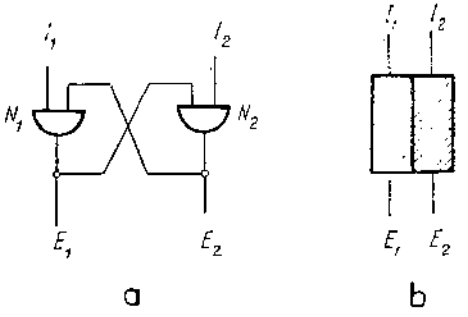


Fig. 7.16. Bistabilul (memoria):
a — schema de legătură a celor două elemente NICI;
b — reprezentarea schematică a bistabilului.

În fig. 7.16, *b* se observă că cele două intrări I_1 şi I_2 sînt distincte. Poate însă exista şi o singură cale fizică de intrare, prevăzută cu condensatoare şi diode spre bazele celor două tranzistoare. În aceste condiţii elementul bistabil devine o celulă binară, a cărei reprezentare simbolică este redată în fig. 7.17, *a*.

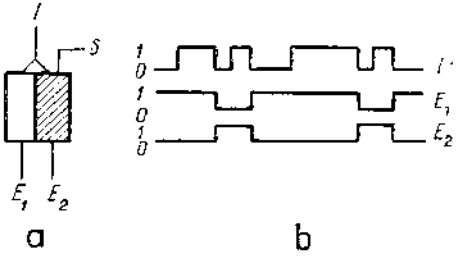


Fig. 7.17. Celula binară:
a — reprezentarea simbolică a celulei; *b* — diagrama de impulsuri a celulei binare.

Într-o stare a elementului bistabil numai unul din condensatoare şi anume cel dinspre baza tranzistorului saturat este încărcat. La schimbarea semnalului la intrarea *I* de la 1 la 0, deplasarea potenţialului condensatorului încărcat provoacă blocarea tranzistorului cu care este cuplat şi basculează celula. În noua stare este încărcat celălalt condensator, astfel

încît la următoarea schimbare de semnal de la 1 la 0, celula binară este din nou basculată și revine la starea inițială. Intrarea S saturează NICI-ul aferent și basculează celula din poziție de repaus — semnal 0 la ieșirea hașurată — pe toată durata în care la ea se aplică semnal 1.

Diagrama de impulsuri a celulei binare este reprezentată în fig. 7.17, *b*, din care rezultă că celula binară dă de două ori mai puține impulsuri la ieșire decît i se aplică la intrare.

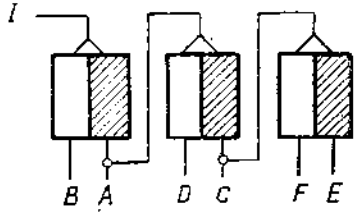


Fig. 7.18. Numărătorul binar.

Legînd în cascadă mai multe celule binare se obține un numărător binar (fig. 7.18), care înregistrează numărul de impulsuri aplicate la intrare în sistemul binar. Pentru cazul celor trei celule binare din fig. 7.18, se obțin stările distincte posibile indicate în tabelul 7.1.

Tabelul 7.1

Stări distincte posibile ale unui lanț de trei celule binare

Impulsul la intrare	Semnalul la ieșire		
	A	C	E
0	0	0	0
1	1	0	0
2	0	1	0
3	1	1	0
4	0	0	1
5	1	0	1
6	0	1	1
7	1	1	1
8=0	0	0	0

În condițiile în care unui numărător binar i se asociază o serie de NICI-uri, din care se blochează numai cîte unul la o anumită combinație de stări ale numărătorului, acestea vor realiza conversia numărului înregistrat în numărătorul binar, din exprimare binară, în exprimare zecimală. Acest montaj capătă caracter de distribuitor echivalent, în cazul contactelor electrice, cu un selector pas cu pas.

7.2.1. ELEMENTE CE POT FI SUPUSE TELEMECANIZĂRII

Stațiile de transformare și în principal stațiile de 110 kV sînt instalațiile care se pretează în prezent cel mai bine la procesul de telemecanizare.

Telemecanica stațiilor de transformare cuprinde trei elemente de bază: telecomanda, telemăsura și telesemnalizarea [9].

Telecomanda stațiilor de transformare de înaltă / medie tensiune cuprinde executarea de la distanță a operațiilor de anclanșare sau declanșare a aparatajului de comutație primară, a instalațiilor de anclanșare automată a rezervei, a bateriilor de condensatoare statice, precum și comutarea ploturilor sub sarcină ale transformatoarelor.

Telesemnalizările preluate din stațiile de transformare cuprind elemente de semnalizări de poziție, așa cum sînt: poziția aparatajului de comutație primară, poziția instalațiilor de automatizare, precum și poziția maximă sau minimă a comutatoarelor de ploturi.

De asemenea, telesemnalizările mai cuprind telesemnalizări preventive și de avarie. Telesemnalizările de avarie se referă la declanșarea definitivă a unui întreruptor. Telesemnalizările preventive sînt cele care se referă la apariția în instalații a unor fenomene care se pot transforma în avarie așa cum sînt: punere la pămînt pe barele de medie tensiune, dispariția curentului operativ, lipsă de tensiune în circuitele de protecție, presiune scăzută la dispozitivele de acționare etc.

Telemăsurile sînt de două feluri: permanente și la cerere. Telemăsurile permanente se referă la puteri, curenți și tensiuni, iar cele la cerere se utilizează pentru aceleași elemente, în ipoteza în care capacitatea echipamentului de telemecanică nu permite cuprinderea tuturor elementelor.

7.2.2. ECHIPAMENT DE TRANSMITERE A INFORMAȚIILOR DE SEMNALIZARE *TESECIC*

Echipamentul *TESECIC* transmite unidirecțional informații de semnalizare în permanență, în mod ciclic, la o viteză de 100 Bauds. La fiecare 10 ms (moment) acest echipament transmite o informație. Un grup de 10 momente formează un termen.

La emisie, în echipament se numără în mod automat semnalele transmise în primele nouă momente ale unui termen și în momentul 10 se transmite fie un semnal 0 dacă acest număr este impar, fie un semnal 1 dacă numărul obținut este par.

Schema de emisie, pornind de la instalația controlată, (fig. 7.19) conține un generator de impulsuri care reprezintă baza de timp pentru desfășurarea ciclurilor, un distribuitor de momente care comandă succesiunea de transmitere a informațiilor conținute în elemente, un distribuitor de termeni care comandă succesiunea de transmitere a informațiilor conținute în termenii ciclului și blocurile logice pentru controlul de imparitate și de comandă a emițătorului telegrafic.

Partea de recepție a echipamentului (fig. 7.20) conține un generator de impulsuri, un distribuitor de momente, un grup de opt memorii intermediare pentru înregistrarea informațiilor primite printr-un termen, un distribuitor de termeni, un număr corespunzător volumului de memorii finale și blocurile logice care coordonează funcționarea întregii scheme și citirea informațiilor primite de la receptorul telegrafic.

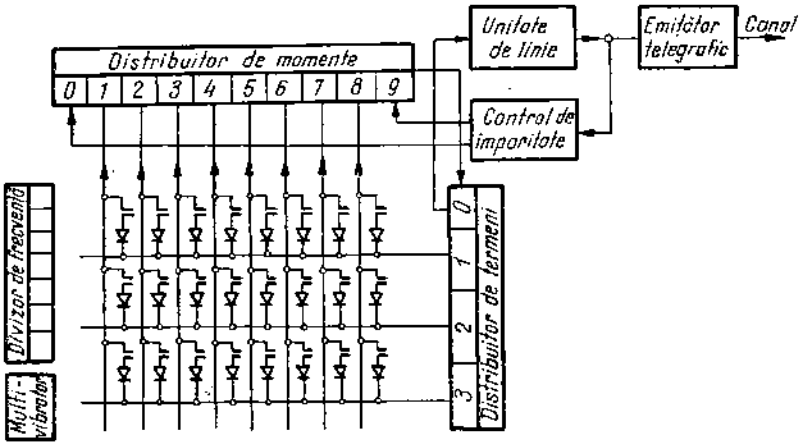


Fig. 7.19. Schema de emisie a echipamentului *TESECIC*.

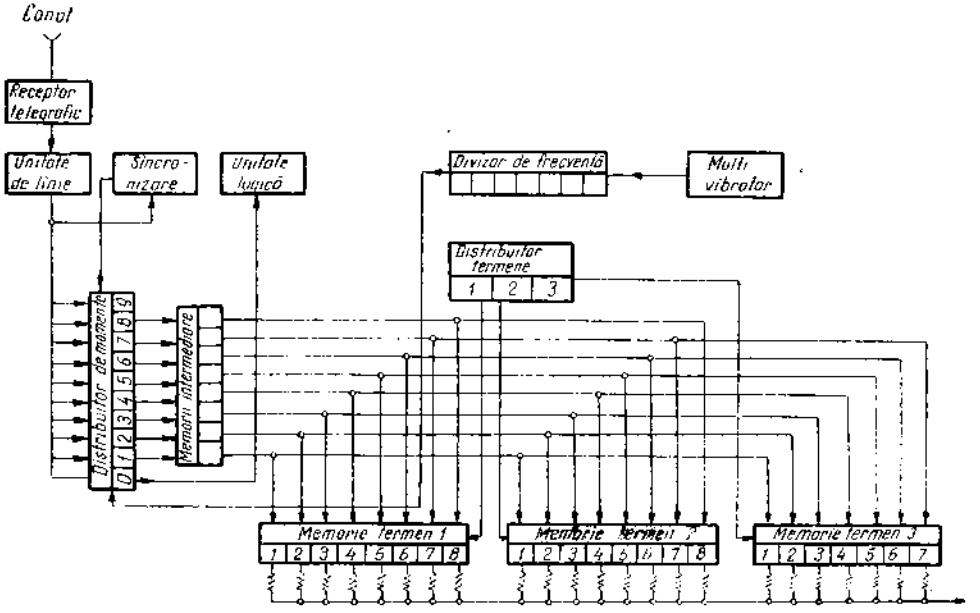


Fig. 7.20. Schema de recepție a echipamentului *TESECIC*.

Echipamentul *TESECIC* între partea de emisie și de recepție are un canal, care poate fi un circuit fizic cu 2 fire sau sisteme de curenți purtători. Volumul de telesemnalizări bipoziționale este de pînă la 247, cu o transmisie prin deplasare bivalentă de frecvență cu viteză telegrafică de 100 Bauds și o lățime de bandă de 240 perioade/secundă (canal simplex). Alimentarea echipamentului se efectuează la 220 V curent alternativ 50 perioade/secundă.

Fructificarea la punctul de recepție a semnalizărilor, se poate face prin semnalizare vizuală și semnalizare acustică.

7.2.3. ECHIPAMENT DE TRANSMITERE A INFORMAȚIILOR DE SEMNALIZARE ȘI MĂSURĂ *TELECIN*

Echipamentul *TELECIN* transmite unidirecțional informații de semnalizare și de măsură, în mod ciclic, la o viteză de 100 Bauds.

Funcționarea echipamentului *TELECIN* și structura ciclului emis în linie sînt identice ca la echipamentul *TESECIC*, cu o completare a termenilor pentru semnalizare, necesare transmiterii măsurilor.

În cadrul fiecărui ciclu se transmit în ordine semnalizările precum și valorile instantanee ale măsurilor. La punctul de recepție semnalizările se afișează, ca și în cazul echipamentului *TESECIC*, iar măsurile sînt redate de aparate de măsurare, a căror indicație este reînoită de fiecare dată, în momentul recepționării valorii mărimii respective.

În intervalul dintre două măsurări, aparatul de măsurare aflat la recepție indică ultima valoare măsurată, memorizată în formă numerică în interiorul echipamentului, pînă la apariția unui nou ciclu.

Echipamentul *TELECIN*, între partea de emisie și de recepție, dispune de un canal, care poate fi un circuit fizic cu 2 fire sau sisteme de curenți purtători. Volumul de semnalizări bipoziționale poate fi pînă la 223 semnalizări, iar cel al măsurilor pînă la 18 măsurători permanente numerice. Transmisia se efectuează cu o viteză de 100 Bauds prin deplasare bivalentă și o lățime de bandă de 240 perioade/secundă (canal simplex). Alimentarea echipamentului se face la 220 V, 50 perioade/secundă.

7.2.4. BLOC DE AFIȘARE NUMERICĂ ȘI DE SEMNALIZARE *ANOD*

Blocul de afișare numerică și de semnalizare *ANOD* permite afișajul informațiilor de măsurare sub formă numerică, la cerere, cu trei cifre zecimale, un afișaj orientativ permanent în patru trepte, precum și semnalizarea depășirii limitelor admisibile a mărimilor măsurate. El asigură următoarele funcțiuni:

— afișajul la cerere, pe un indicator optic numeric în mărimi fizice, pentru 15 valori;

— afișajul permanent optic, în patru trepte, corespunzînd fiecare la cîte 25 % a valorii, pentru (pînă la 6 telemăsuri) oricare din cele transmise pe echipament;

— afișajul permanent optic, pe indicatoare cu două becuri, a sensului mărimilor cu zero la mijlocul domeniului de măsură, pentru (pînă la 6 telemăsuri) oricare din cele transmise de echipament;

— supravegherea variației mărimilor telemăsurate și declanșarea unei alarme la depășirea limitelor inferioare sau superioare prestabilite, pentru pînă la 6 telemăsuri transmise prin oricare termen.

Toate aceste funcțiuni sînt efectuate prin convertirea mărimilor din forma lor de exprimare binară, în cea zecimală.

Informațiile necesare sînt preluate la recepție direct de către blocul *ANOD* din memoriile intermediare ale echipamentului *TELECIN*, deci acest echipament va avea și el o funcționare ciclică. Întîrzierea produsă la afișare este de 0,1 s.

7.2.5. ECHIPAMENT DE TRANSMITERE A INFORMAȚIILOR DE SEMNALIZARE ȘI MĂSURĂ DE LA PUNCTELE DE ALIMENTARE *TELEPAL*

Echipamentul *TELEPAL* este utilizat pentru transmiterea informațiilor de semnalizare și măsură de la un punct de alimentare PA al rețelei de distribuție, la un punct central de supraveghere *PC*.

Terminalele echipamentelor montate în fiecare PA funcționează ciclic, în permanență și transmit informațiile spre *PC*. Terminalele echipamentului montat în *PC* cuprind două subansambluri complet independente: blocul de recepție al telesemnalizărilor *BTS* și blocul de recepție al telemăsurilor *BTM*.

Blocul *BTS* este cuplat în mod automat, rînd pe rînd, la canalul telegrafic al cîte unui PA. El rămîne cuplat pînă la recepționarea termenului de sincronizare. Apoi *BTS* este cuplat la canalul PA următor. După parcurgerea întregului ciclu de cuplări consecutive la cele pînă la 16 PA, în memoriile finale ale *BTS* sînt înscrise toate informațiile din PA și procesul se repetă în permanență, ciclic.

Blocul *BTM* se cuplează după dorință la canalul oricărui PA, dar numai la unul odată. Din momentul cuplării el începe să recepționeze informațiile din ciclurile consecutive emise de PA.

Echipamentul *TELEPAL*, între partea de emisie și de recepție, dispune de un canal, care poate fi un circuit fizic cu două fire sau sisteme de curenți purtători. Volumul de informații pentru fiecare din cele 16 puncte de alimentare supravegheate de un echipament *TELEPAL* este de 5 telesemnalizări și 8 telemăsuri. Transmisia se efectuează cu o viteză de 100 Bauds, prin deplasare bivalentă cu o lățime de bandă de 240 perioade/secundă (canal simplex). Alimentarea echipamentului se face la 220 V, 50 perioade/secundă.

7.2.6. ECHIPAMENT DE TRANSMITERE A COMENZILOR ȘI INFORMAȚIILOR DE SEMNALIZARE ȘI MĂSURĂ *TELESTAT*

Echipamentul *TELESTAT* este utilizat pentru telemecanica stațiilor de transformare și asigură schimbul bilateral de informații pentru comandă, semnalizare și măsură între instalația controlată și punctul de comandă.

Partea de semnalizare și măsură poate fi realizată fie printr-un echipament *TESECIC* (variantă în care se pot transmite numai semnalizări), fie printr-un echipament *TELECIN* (variantă în care se pot transmite semnalizări și măsuri).

Partea de comandă, specifică acestui echipament, funcționează aritmetic, respectiv emiterea mesajului are loc o singură dată, în urma transmiterii lui de către operator. Echipamentul are un volum maxim de 100 telecomenzi simple, complet independente.

Partea de emisie a sensului de comandă este prezentată în fig. 7.21.

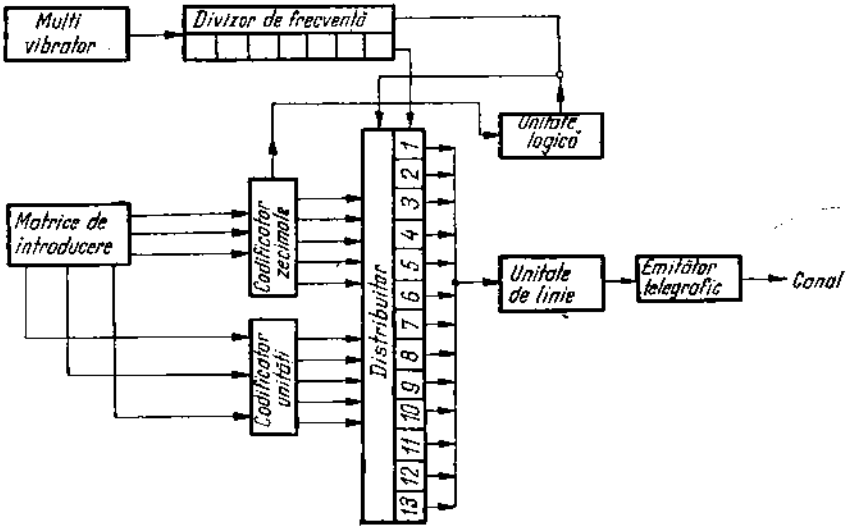


Fig. 7.21. Schema de emisie a sensului de comandă la echipamentul *TELESTAT*.

Fiecare comandă se introduce în echipament prin rotirea unei chei sau apăsarea unui buton, care închide un contact și prin aceasta se aplică potențial negativ în intersecția a două axe ale matricei de introducere. Matricea constă dintr-un sistem de 10 axe pentru cifra zecilor din numărul comenzii și 10 axe pentru cifra unităților. Sistemele de axe definesc 100 de puncte de intersecție, corespunzătoare numerelor de cod 00...99.

Partea de recepție a sensului de comandă este prezentată în fig. 7.22.

Decodificatoarele 2 din 5 realizează operația opusă codificării, adică la aplicarea tensiunii pe 2 din cele 5 intrări, se modifică potențialul la o ieșire din zece și efectuează astfel o primă decodificare.

Matricea de execuție, comandată de către decodificatoarele 2 din 5, are două sisteme de cîte 10 axe corespunzătoare celor două cifre ale numărului comenzii. La apariția tensiunii pe una din intrările corespunzătoare cifrei zecilor ale matricei de execuție, are loc saturarea unui NICI. Acesta asigură potențial zero pe axa respectivă a matricei. La aplicarea tensiunii

pe una din intrările corespunzătoare cifrei unităților, este pus în funcțiune un element de comutație *RC* care dă la ieșirea sa potențialul 1 amplificat în putere.

În fiecare dintre cele 100 de intersecții între aceste două sisteme de axe este legat cîte un releu de execuție, inseriat cu o diodă. Pe toată durata, în care se aplică semnal la două intrări ale matricei, este excitat releul

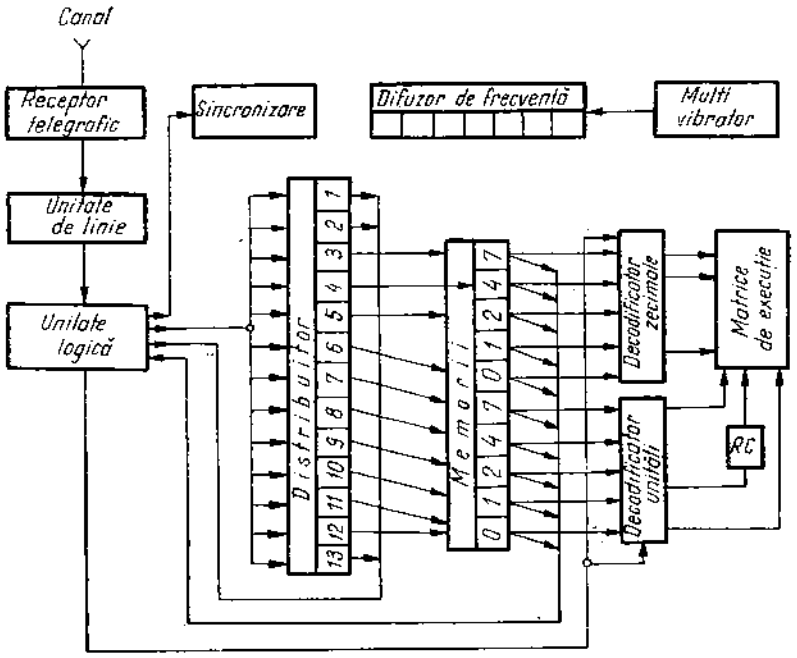


Fig. 7.22. Schema de recepție a sensului de comandă la echipamentul *TELESTAT*

din intersecția corespunzătoare, deoarece bobinajul lui este supus la tensiunea de colector. Are loc astfel a doua etapă de decodificare.

În stare de repaus, în schema de recepție, deoarece din linie nu sosesc impulsuri, se aplică o ștergere permanentă la divizorul de frecvență, distribuitor și memorii.

La sosirea unui impuls din linie, unitatea logică verifică dacă acest impuls are durata normală și ridică ștergerea permanentă. Generatorul de impulsuri este pus în condiții de funcționare, fiind sincronizat cu cel de la emisie. El comandă distribuitorul, care începe să avanseze cu pași de durate de 10 ms fiecare.

Echipamentul *TELESTAT* dispune între partea sa de emisie și de recepție de un canal, care poate fi un circuit fizic cu 2 fire sau sisteme de curenți purtători. Volumul de telecomenzi simple este de 100, fiecare telecomandă avînd o durată de transmitere de 0,25 s și ciclul de supraveghere între 0,4 și 3,2 s în funcție de volumul instalat.

Există o diversitate mare de sisteme și echipamente de telemecanică, în funcție de necesitățile instalațiilor deservite, concepția generală de organizare a telemecanicii, precum și de progresul tehnic realizat de furnizorii de asemenea echipamente.

Un sistem mixt de telemecanică tip *TLC 11* [10] poate efectua legătura între punctul central de comandă și stația telemecanizată (fig. 7.23).

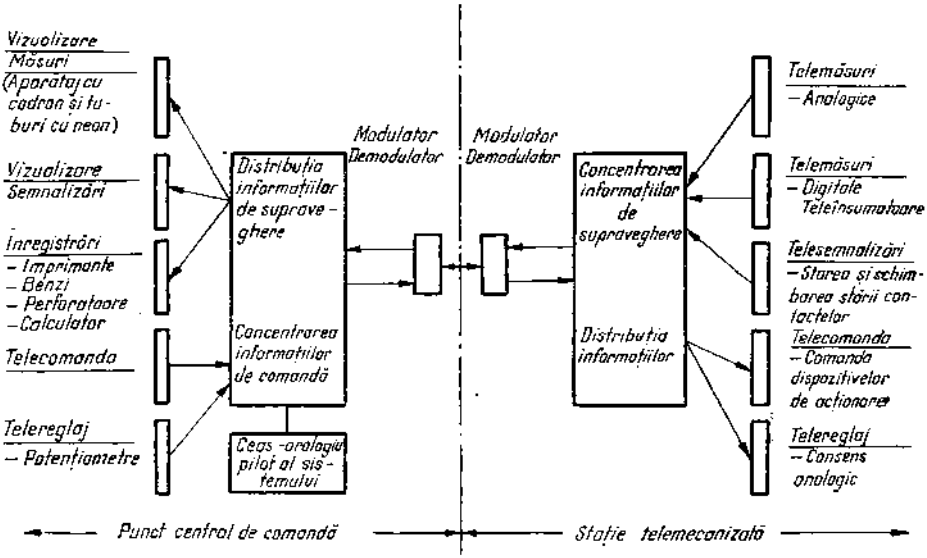


Fig. 7.23. Sistemul mixt de telemecanică *TLC—11*.

La postul central de comandă, sistemul central asigură secvența operațiilor, elaborarea și controlul mesajelor, distribuția și concentrarea informațiilor (unitate logică).

La stația de transformare telemecanizată, sistemul central asigură secvența operațiilor, elaborarea și controlul mesajelor, distribuția și concentrarea informațiilor.

Legătura între punctul central și stația telecomandată este bidirecțională, cu transfer de informații în ambele sensuri. Viteza de transmitere poate fi de 50, 200, 600 sau 1200 Bauds.

Fiecare stație telecomandată posedă un tablou de comandă sinoptic de la care se pot executa local manevrele necesare, în cazul nefuncționării telemecanicii. Pe același panou sînt afișate principalele măsurări ale stației (tensiuni, curenți, puteri, energie etc). Tabloul de comandă este dotat de obicei și cu înregistratoare de manevre, înregistratoare de semnalizări și osciloperturbografe. Atunci cînd numărul informațiilor necesare este mare, înregistratoarele de manevre și cele de semnalizări se înlocuiesc cu ordinatoare cu două imprimante conduse de un calculator.

7.3. AUTOMATIZĂRI ALE REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

Volumul de informații și acționări necesare în sistemele de telecomandă ale rețelelor de distribuție a energiei electrice și în special ale stațiilor de transformare, poate fi considerabil redus prin introducerea unor automatici locale. Aceste automatici prezintă și avantajul unei îmbunătățiri a calității energiei electrice livrate consumatorilor, calitate definită prin parametri ei de bază : gradul de continuitate în alimentare, nivelul de tensiune și nivelul de frecvență.

7.3.1. REGLAREA AUTOMATĂ A TENSIUNII PE BARELE DE MEDIE TENSIUNE ALE STAȚIILOR DE TRANSFORMARE

Reglarea are în vedere în principiu două posibilități :

— comutarea automată a ploturilor comutatorului de ploturi sub sarcină al transformatorului ;

— cuplarea sau decuplarea automată a unor surse de energie electrică reactivă care debitează pe barele de medie tensiune ale stației.

Cea mai des utilizată și cea mai eficace este reglarea tensiunii la bara de medie tensiune a stațiilor de transformare prin acționarea automată a comutatorului de ploturi sub sarcină. Aceasta se realizează cu regulatorul automat de tensiune tranzistorizat de tip *RATT-3* [11] care se montează în instalații conform schemei de principiu indicată în fig. 7.24. Regulatorul de tensiune este alimentat de la un transformator de tensiune conectat la bara de medie tensiune a stației de transformare și care controlează în permanență tensiunea barei. Ori de cîte ori apar abateri de la tensiunea stabilită (tensiunea de consemn), regulatorul acționează asupra comutatorului de ploturi, readucînd nivelul de tensiune la valorile prestabilite.

Principiul de funcționare al regulatorului *RATT-3* se bazează pe variația tensiunii în diagonala unei punți cu diode *Zener* (fig. 7.25), care redă în mod univoc mărimea și sensul abaterii tensiunii față de valoarea fixată.

Întreg regulatorul este alimentat de la transformatorul de intrare *TA*, racordat la transformatorul de tensiune al barei de medie tensiune. Înfășurarea secundară *I* a acestuia alimentează, după redresare și filtrare, puntea cu diode Zener (*A*, *B*, *C*, *D*), care constituie organul sensibil al regulatorului. La o creștere sau descreștere continuă a tensiunii U_1, tensiunile în cele patru colțuri ale punții vor varia, variația tensiunii diagonalei *BD* redînd în mod univoc mărimea și sensul abaterii tensiunii.

Înfășurarea secundară *II* a transformatorului *TA* alimentează un sistem de redresare și filtrare la care se obțin tensiunile de +10 V și —10V față de un punct comun cu potențial zero. Tensiunea diagonalei *BD* se aplică la două rezistențe înseriate *R*. Potențialul punctului median al acestora este aplicat unui regulator multivibrator cu frecvența forțată,

care dispune şi de un element de temporizare, îndeplinind funcţia de contact comutabil automat.

Punctele *B* şi *D* sînt legate fiecare la cîte un montaj de comparare a tensiunii *CM* şi *Cm*. La fiecare comutare, tensiunile aplicate de la punctele *B*, respectiv *D* la *CM*, respectiv *Cm*, vor trece de la o valoare pozitivă la una negativă. Sesizînd trecerile prin zero, comparatoarele *Cm*, respectiv *CM* emit cîte un semnal.

Asemenea treceri prin zero încetează dacă tensiunea scade sau creşte excesiv de mult faţă de tensiunea de referinţă.

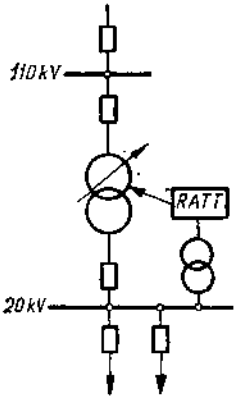


Fig. 7.24. Introducerea în schema primară a regulatorului automat de tensiune.

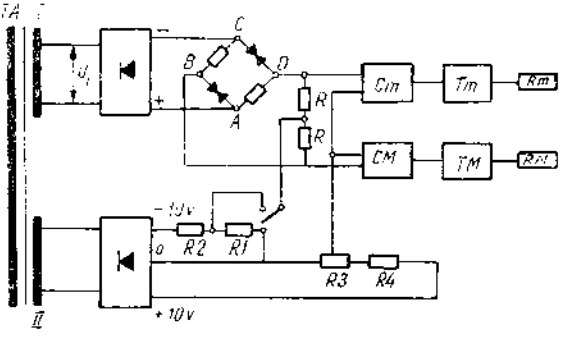


Fig. 7.25. Principiul de funcţionare al regulatorului de tensiune *RATT—3*.

Regulatorul de tensiune are trei mărimi reglabile:

— tensiunea de consemn, care reprezintă nivelul de tensiune prestabilit, în jurul căruia trebuie să lucreze regulatorul;

— insesibilitatea reglajului, care reprezintă abaterea maximă de la tensiunea de consemn şi la care regulatorul nu mai dă semnal de ieşire;

— temporizarea în acţionare, care reprezintă întîrzierea care se produce între momentul ieşirii tensiunii controlate din limitele stabilite şi momentul emiterii comenzii de comutare a plotului.

Regulatorul *RATT-3* poate să ridice automat valoarea tensiunii de consemn în funcţie de curentul de sarcină (compensare de curent).

Compensarea de curent se realizează cu dispozitivul *DCRTT-1*, care se introduce în schemă conform fig. 7.26. Dispozitivul de compensare cuprinde: un transformator de curent, o rezistenţă cu prize, o inductanţă cu priză şi două comutatoare de reglaj pentru rezistenţă, respectiv inductanţă.

Regulatorul de tensiune prevăzut cu dispozitiv de compensare va funcționa după o caracteristică de reglaj astatică dependentă de curentul de sarcină, mărindu-și valoarea tensiunii de consemn, în funție de curentul de sarcină și deci implicit în funcție de căderea de tensiune pe linia considerată.

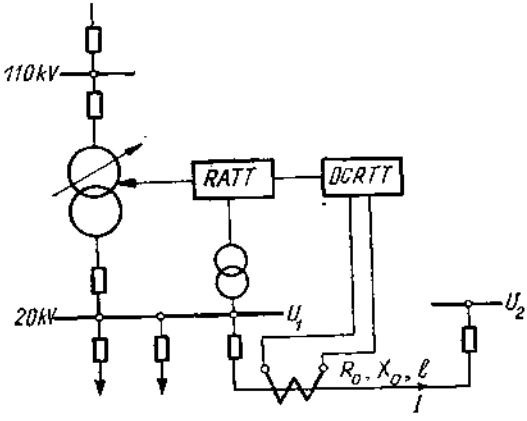


Fig. 7.26. Introducerea în schema primară a regulatorului de tensiune *RATT* — 3 și a dispozitivului de compensare *DCRTT*

7.3.2. INDICATOR DE SESIZARE A PUNERILOR LA PĂMÎNT *ISP*

Indicatorul pentru sesizarea punerilor la pămînt *ISP* se utilizează în rețelele de medie tensiune cu neutrul izolat sau compensat.

El poate fi racordat la rețeaua controlată, fie prin intermediul transformatoarelor homopolare de curent de tip CIH-75 (fig. 7.27, *a*) — cazul liniilor electrice în cablu subteran, fie prin intermediul filtrului format de transformatoarele de curent (fig. 7.27, *b*) — cazul liniilor electrice aeriene.

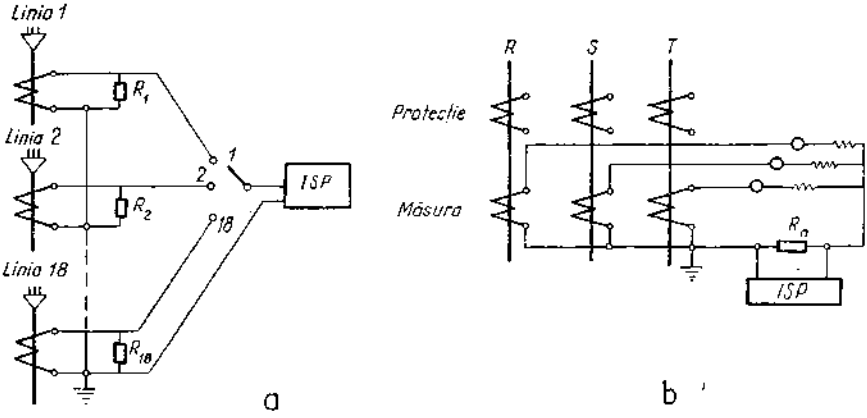


Fig. 7.27. Racordarea indicatorului *ISP*:
a — la transformatoare de curent homopolar; *b* — la filtru format din transformatoarele de curent.

Aparatul funcționează pe principiul măsurării amplitudinii armonicelor superioare, conținute de curentul de punere la pămînt. La apariția unei puneri la pămînt, conținutul în armonici superioare crește mult, atît din cauza circuitelor rezonante care se formează, cît și din cauza apariției unei căi de închidere a curenților de armonici superioare de ordinul 3 și multiplu de 3.

Aparatul se compune dintr-un transformator de adaptare *Tr 1*, un filtru de armonici superioare și un miliampermetru (fig. 7.28).

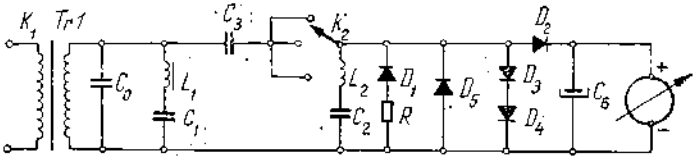


Fig. 7.28. Schema de principiu a indicatorului *ISP*.

Transformatorul *Tr 1* realizează adaptarea dintre impedanța mică de ieșire a filtrului de curent homopolar și cea a filtrului trece bandă a aparatului. Secundarul transformatorului *Tr 1* împreună cu condesantorul C_0 și impedanța văzută spre filtrul trece bandă al aparatului, formează un circuit rezonant de 250 perioade/secundă. Filtrul trece bandă are rolul de a opri frecvența fundamentală (50 perioade/secundă), lăsînd să treacă armonicile superioare. Filtrul este constituit din inductanțele și condensatoarele L_1, C_1 și L_2, C_2, formînd circuite rezonante serie, acordate la 50 perioade/secundă. Semnalul cules după filtru este redresat într-o schemă cu două diode, și măsurat de miliampermetru.

Aparatul este protejat împotriva supracurenților ce se produc în caz de scurtcircuit, prin diodele D_3, D_4, D_5, care limitează tensiunea aplicată grupului serie, diodă D_2—instrument de măsură.

Indicatorul *ISP* poate servi pentru maximum 18 linii.

7.3.3. INSTALAȚII DE ANCLANȘARE AUTOMATĂ A REZERVEI *AAR*

Instalațiile de anclanșare automată a rezervei sînt destinate să pună în funcțiune automat o sursă de rezervă, la dispariția sursei normale de alimentare.

Cazul cel mai des întîlnit în stațiile de transformare este de anclanșare automată a rezervei, fie prin acționare asupra cuplelor, fie prin acționare asupra întreruptoarelor transformatoarelor.

Într-o schemă a unei stații de transformare cu 3 nivele de tensiune și două unități de transformatoare (fig. 7.29) schema normală de funcționare de principiu, poate fi:

— fiecare transformator alimentează cîte un sistem de bare iar întreruptoarele de cuplă sînt în rezervă caldă (deschise dar cu separatoarele închise);

— un transformator alimentează direct sau prin cuplă sistemele de bare, iar cel de al doilea transformator este în rezervă caldă, (întreruptoarele deschise și separatoarele închise).

În primul caz, dacă unul din transformatoare declanșează prin protecția de gaze sau diferențială la defecte în zona acelei protecții, atunci instalația de *AAR* anclanșează întreruptoarele de cuplă pe sistemele de bare de medie tensiune.

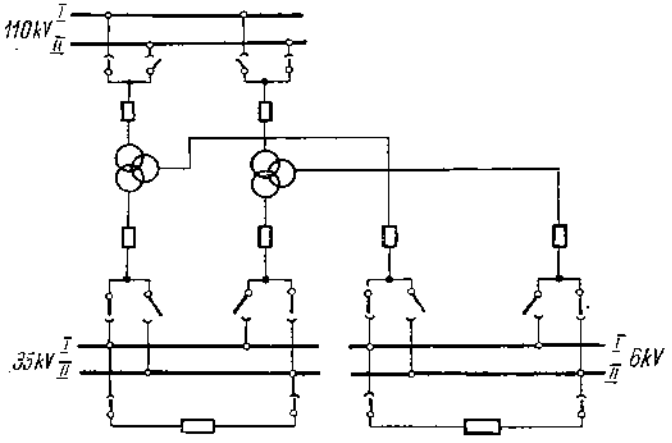


Fig. 7.29. Schema unei stații de transformare, cu două unități de transformatoare și trei nivele de tensiune.

În al doilea caz, dacă declanșează transformatorul în funcțiune, atunci instalația de *AAR*, anclanșează întreruptoarele transformatorului aflat în rezervă caldă, în condițiile în care:

— fie transformatorul a declanșat prin protecția de gaze sau diferențială, caz în care vor fi anclanșate automat toate cele trei întreruptoare ale transformatorului aflat în rezervă caldă;

— fie dispare tensiunea de pe una sau de pe ambele sisteme de bare de 35 și 6 kV, dar există tensiune pe sistemul de bare de 110 kV, din care poate fi alimentat transformatorul aflat în rezervă caldă; în acest caz va fi anclanșat numai întreruptorul de 110 kV și cel de la bara de medie tensiune fără tensiune.

Instalația de *AAR* se va bloca automat, într-una din următoarele situații:

— transformatorul în funcțiune declanșează prin protecție maximală de curent temporizată de pe înfășurarea de 6 sau 35 kV;

— transformatorul în funcțiune este deconectat prin cheile de comandă ale întreruptoarelor de 110 kV, 35 și 6 kV de pe panoul de comandă;

— întreruptoarele celulelor aflate în rezervă caldă nu execută comanda de anclanșare prin *AAR* în decurs de 1—1,5 secunde.

Instalația de *AAR* poate fi combinată cu realimentarea automată în buclă deschisă *RABD*. Astfel, dacă se funcționează cu două sisteme de

bare pe partea de 110 kV, la dispariţia tensiunii pe un sistem de bare şi prezenţa tensiunii pe celălalt sistem, atunci înainte de a intra în funcţiune instalaţia de *AAR*, instalaţia de *RABD*, comandă închiderea întreruptorului de cuplă de 110 kV.

7.3.4. DISPOZITIV DE REANCLANŞARE AUTOMATĂ RAPIDĂ TIP *RAR-S*

Dispozitivul de reanclanşare automată rapidă tip *RAR-S* este utilizat în reţelele radiale cu tensiuni pînă la 110 kV şi poate executa o reanclanşare trifazică, după o declanşare la scurtcircuit a liniei respective.

Aparatul funcţionează pe baza necorespondenţei între poziţia cheii de comandă (întreruptor închis) şi poziţia întreruptorului (declanşat prin protecţie). Funcţionarea nu are loc în cazul unei declanşări voite, prin cheia de comandă a întreruptorului.

Modul de lucru al dispozitivului *RAR-S* este prezentat în fig. 7.30. Condensatorul C se încarcă prin contactul t_p şi rezistenţa R_1, la valoarea nominală a tensiunii. Contactul I se închide la deschiderea voită, prin cheia de comandă a întreruptorului. La apariţia unui scurtcircuit pe linia protejată, întreruptorul este declanşat prin protecţie şi îşi închide contactul I. Prin aceasta se excită prin contactul f_2 releul de timp. Se deschide

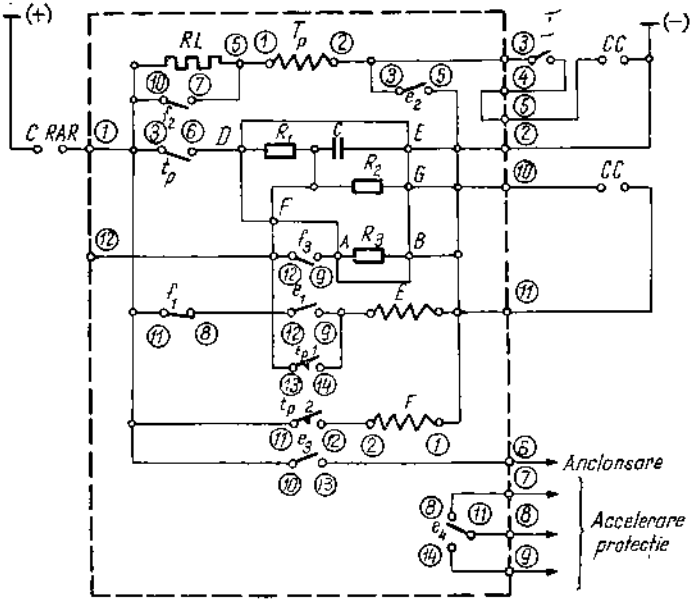


Fig. 7.30. Schema de principiu a dispozitivului *RAR—S*.

astfel contactul t_p şi se comandă pornirea contactelor temporizate t_{p1} şi t_{p2} (contactul t_{p2} serveşte la reglarea timpului de pauză a *RAR*, iar prin contactul t_{p2} se reglează durata impulsului de reanclanşare).

Prin închiderea contactului t_{p1}, condensatorul C se descarcă pe bobina releului E, pe care-l excită. Releul E se automenţine prin contactul său e_1 şi contactul f_1. Contactul e_3 serveşte la darea impulsului de anclanşare. Prin contactul e_4 se execută accelerarea protecţiei înainte sau după *RAR*.

La 7n interval de timp după închiderea contactului t_{p1} se închide şi contactul t_{p2}, excitînd bobina F a releului de protecţie.

Deschizîndu-se contactul f_1, se dezexcită releul E. Astfel se deschide contactul e_3 şi se întrerupe impulsul de anclanşare. De asemenea se deschide contactul e_2 şi se dezexcită releul de timp (contactul I fiind deschis prin anclanşarea întreruptorului).

Contactul f_3 descarcă complet condensatorul C pe rezistenţa R_3. Prin dezexcitarea releului de timp, contactul t_{p2}, se deschide şi se dezexcită astfel releul de protecţie. Se închide şi contactul t_p şi condensatorul C începe să se încarce. Schema revine astfel la situaţia iniţială, dacă scurtcircuitul nu este permanent.

Dacă însă defectul pe linie este permanent, atunci întreruptorul va fi declanşat din nou prin protecţie. De astă dată, condensatorul C care nu a avut timpul necesar să se încarce, nu poate executa comanda şi schema de *RAR* nu mai lucrează, întreruptorul rămînînd declanşat.

Timpul t_{p1} de pauză *RAR* al dispozitivului este reglabil între 0,3—3,4 s, iar durata impulsului de reanclanşare t_{p2} este de asemenea reglabilă între 0,1—3 s.

Condensatorul C se încarcă în minimum 20 s.

7.3.5. DISPOZITIV DE REANCLANŞARE AUTOMATĂ RAPIDĂ TIP *RAR-T*

Dispozitivul de reanclanşare automată rapidă tip *RAR-T* este utilizat în reţelele electrice de înaltă tensiune funcţionînd buclat şi poate executa o reanclanşare trifazică după o declanşare la scurtcircuit a liniei respective.

El este adaptat pentru o funcţionare împreună cu o instalaţie de control a condiţiilor de lipsă de tensiune sau de control sincronism şi cu o instalaţie de control a presiunii agentului de acţionare a întreruptorului. Este de asemenea prevăzut cu un blocaj contra săriturilor întreruptorului, în cazul comenzilor simultane de reanclanşare automată şi de declanşare prin protecţie.

În fig. 7.31 este indicată schema de principiu a dispozitivului *RAR-T* iar în fig. 7.32 schema de montaj. Declanşarea prin protecţie poate fi transmisă în două variante :

a—prin dispozitivul *RAR-T* (clema *11*);

b— direct de la releul final de protecţie, cu condiţia ca un alt contact al releului final de protecţie să transmită simultan plusul operativ la clema *3* a dispozitivului *RAR-T*.

În cazul variantei *a* releul P comandă declanşarea întreruptorului şi pune în funcţiune dispozitivul *RAR* prin P_2. Dispozitivul *RAR* se alimentează prin cheia de comandă *CC* cu plusul operativ, asigurînd astfel declanşarea întreruptorului prin contactele releului P_1, chiar atunci

cînd dispozitivul *RAR* este scos din funcțiune. Dacă dispozitivul *RAR* devine indisponibil (pentru lucrări de revizie de exemplu), dispozitivul de deconectare *DD* asigură, prin mutarea poziției lui, declanșarea directă a întreruptorului prin protecție.

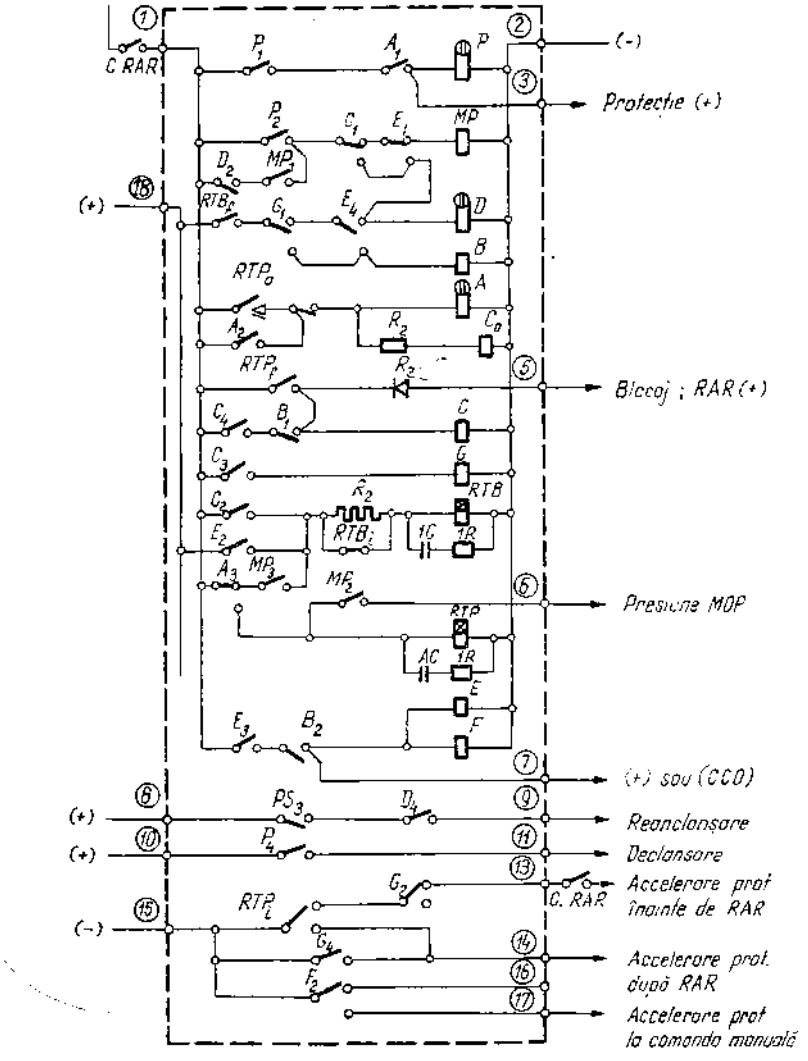


Fig. 7.31. Schema de principiu a dispozitivului *RAR—T*.

Modul de lucru al dispozitivului *RAR-T* rezultă din fig. 7.31. La acționarea protecției, se pune sub tensiune releul *P* și releul de memorizare *MP*. Releul *MP* se automenține prin contactul MP_1, pune în funcțiune

releul de timp și de blocaj RTB prin contactul MP_3 și pregătește circuitul de acționare al releului RTP, timp de pauză de RAR, prin contactul MP_2.

În cazul cînd sînt îndeplinite condițiile de existență a presiunii la dispozitivul MOP (C) și de existență a sincronismului (B) pornește releul RTP de pauză de RAR. După timpul de pauză reglat, contactul alunecător RTP_a acționează releul A, care prin contactul A_2, comandă reanclanșarea întreruptorului, iar prin contactul A_3, întrerupe alimentarea releului de blocaj RTB, care revine la poziția inițială.

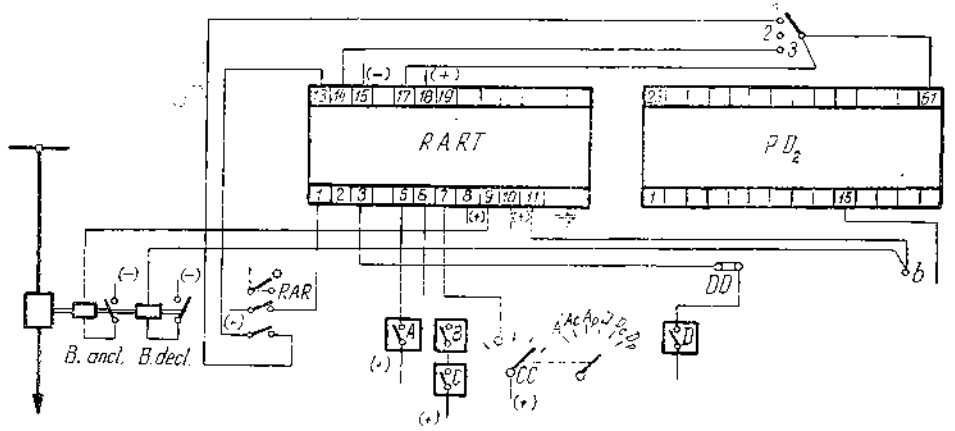


Fig. 7.32. Schema de montaj a dispozitivului $RAR-T$.

Contactul A_3 asigură menținerea comenzii de reanclanșare, indiferent de modificările care ar putea apare la instalațiile de control lipsă presiune sau control sincronism (lipsă tensiune).

La închiderea contactului final RTP_f se atrag releele C și G. Prin contactul C_4, aceste relee se automențin. Prin contactul G_3, se întrerupe alimentarea releului A și prin aceasta se întrerupe comanda de anclanșare, contactul C_1 scoate de sub tensiune releul de memorizare MP, prin contactul C_2 se pornește releul de timp de blocaj RTB, iar contactul comutabil G_2 servește la accelerarea protecției înainte sau după RAR. În aceste condiții semnalizează releele P, A și contorul C_0.

Dacă în timpul funcționării releului de blocaj RTB se produce o nouă declanșare prin protecție, releul P este din nou acționat, iar releul de memorizare MP nu se mai atrage și deci nu se mai inițiază o nouă reanclanșare, declanșarea rămînînd definitivă.

După trecerea temporizării de blocaj reglată, contactul RTB_f acționează releul B, care întrerupe alimentarea releelor C și G și readuce schema în starea inițială, dispozitivul fiind pregătit pentru o nouă funcționare.

Dacă după declanșarea întreruptorului nu se îndeplinesc condițiile de existență a presiunii la dispozitivul MOP sau existență a sincronismului (lipsă de tensiune), releul RTP nu pornește, deci nu se produce reanclanșarea, iar după terminarea intervalului de timp de blocaj, schema revine în starea inițială.

Dacă în momentul în care se dă comanda de declanşare prin protecţie, acţionează şi protecţia de la care nu se doreşte reanclanşarea (protecţia de rezervă), atunci prin comanda dată de această protecţie, se atrag releele C şi G. Contactul C_1 acţionează releul D şi contactul C_2 porneşte releul de timp RTB. Prin contactul D_2 sau C_1 se întrerup circuitele de automenţinere ale releului MP şi astfel circuitele de reanclanşare sînt scoase din funcţiune, pe toată perioada de lucru a releului de blocaj RTB.

Dacă în timpul de blocaj se produce o nouă comandă de declanşare, va acţiona releul P, prin contactul E_1 se va întrerupe circuitul de acţionare al releului MP_1, iar prin contactele P_2 şi E_1 se va da comanda de acţionare a releului D.

Accelerarea protecţiei înainte de RAR se realizează prin contactul normal închis instantaneu RTP al releului de timp şi contactul normal închis G_2 legat în serie.

Protecţia revine la caracteristica neaccelerată încă înainte de realizarea reanclanşării, prin deschiderea contactului RTP, situaţie care rămîne în continuare fixată pe toată durata timpului de blocaj, prin deschiderea contactului G_2.

Accelerarea protecţiei după RAR se realizează prin contactele normal deschise RTP şi G_4, legate în paralel. Protecţia se comută pe caracteristica accelerată încă înainte de realizarea reanclanşării, datorită contactului normal deschis RTP_i, situaţie care rămîne în continuare pe toată durata timpului de blocaj, prin închiderea contactului G_4.

Timpul de pauză de RAR este reglabil între 0,5—3 s, iar timpul de blocare al dispozitivului de RAR este de asemenea reglabil între 4—20 s.

7.4. EXECUŢIA SUB TENSIUNE A LUCRĂRILOR DE ÎNTREŢINERE ŞI REPARARE A REŢELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUŢIE

Totalitatea acţiunilor planificate şi neplanificate de control, testare, întreţinere şi reparare, efectuate asupra unei instalaţii în vedetea obţinerii unui nivel de siguranţă dat [2] se numeşte *mentenanţă*. Sînt definite două genuri de mentenanţă:

— *mentenanţa preventivă*, cu scop principal de reducere a riscurilor de producere a unei defect, în special prin acţiuni de încercări profilactice (testare), de schimbare a unor elemente supuse uzurii, de revizii şi reparaţii planificate etc;

— *mentenanţa corectivă*, cu scop principal de înlăturare imediată a funcţionărilor defectuoase sau avariilor.

În mentenanţă se încadrează deci activităţile de exploatare, întreţinere şi reparare a instalaţiilor electrice, precum şi cea de probe profilactice.

Mentenanţa este puternic influenţată de caracteristicile constructive ale instalaţiilor, de concepţia în care au fost proiectate cît şi de metodele şi tehnologiile de lucru aplicate la execuţie şi în exploatare. Toate aceste

elemente trebuie să acţioneze în sensul asigurării unui grad sporit de siguranţă în funcţionarea instalaţiilor şi în asigurarea unei continuităţi cît mai ridicate în alimentarea cu energie electrică a tuturor categoriilor de consumatori.

Avantajele cele mai frecvent citate de specialiştii din ţările care au introdus execuţia sub tensiune a lucrărilor de exploatare, întreţinere şi reparare a reţelelor electrice, sînt [12]:

— creşterea calităţii energiei electrice furnizate consumatorilor, respectiv a continuităţii în alimentare, prin evitarea întreruperilor necesare pentru retragerea din exploatare a reţelelor electrice, în scopul execuţiei unor lucrări de exploatare, întreţinere sau reparaţii planificate sau accidentale;

— îmbunătăţirea stării tehnice a reţelelor electrice, prin executarea la timp şi în condiţii de calitate a lucrărilor şi prin aceasta reducerea numărului de întreruperi accidentale;

— ameliorarea condiţiilor de securitate a muncii în execuţia lucrărilor;

— ridicaréa nivelului de calificare a lurătorilor, stimularea interesului pentru meseria de electrician reţele electrice;

— reducerea numărului de ore suplimentare excutate în zile de sărbătoare;

— reducerea consumului tehnologic pentru distribuţia energiei electrice şi utilizarea cît mai eficientă a mijloacelor fixe aflate în gestiune.

Alături de avantajele calitative enumerate mai sus, Electricité de France a stabilit şi criteriile economice care au stat la baza introducerii lucrului sub tensiune, considerînd că este economic să se lucreze sub tensiune în toate instalaţiile, care prin întreruperea lor, ar conduce la nelivrarea către consumator a minimum 60 kW.

Cu caracter general, din totalitatea lucrărilor necesar a fi executate în reţele electrice de distribuţie, circa 50—70% pot fi executate sub tensiune, prin adoptarea metodelor de lucru specifice.

7.4.1. CONDIŢII DE EXECUŢIE SUB TENSIUNE A LUCRĂRILOR

Oricare ar fi metoda sau tehnologia de lucru adoptată pentru executarea sub tensiune a lucrărilor în reţele electrice de distribuţie, ea trebuie să asigure îndeplinirea următoarelor două condiţii [13]:

— să evite riscul de amorsare a arcului electric între operator şi elementele aflate la un potenţial diferit decît cel al operatorului;

— să evite riscul de amorsare a unui arc electric între două elemente ale instalaţiilor aflate la potenţiale diferite.

Evitarea riscului de amorsare a arcului electric între operator şi elementele aflate la un potenţial diferit de cel al operatorului se poate realiza prin aplicarea uneia din următoarele trei soluţii:

— adoptarea unor scule şi dispozitive de lucru izolante, care protejează operatorul de părţile aflate sub tensiune şi care îi dă posibilitatea să acţioneze direct asupra instalaţiilor în cauză;

— îndepărtarea conductoarelor sau pieselor aflate sub tensiune, de la poziția lor normală și pătrunderea operatorului în zona de lucru astfel creată;

— manevrarea de la distanță a sculelor și dispozitivelor de lucru speciale, constînd în tije electroizolante în capătul cărora se află montate sculele de lucru propriu-zise. Tijele au în acest caz o funcție dublă: de izolator și de organ de transmisie.

Evitarea riscului de amorsare a unui arc electric între două elemente ale instalațiilor aflate la potențiale diferite se poate realiza prin plasarea, după caz, a unor paravane sau teci electroizolante, care să protejeze operatorul, în cazul nedorit în care unul din elementele aflate sub tensiune ar scăpa fie înspre operator, fie înspre alte elemente aflate la potențiale diferite.

Metodele de lucru sub tensiune adoptate trebuie să asigure îndeplinirea condițiilor de mai sus.

7.4.2. METODE DE LUCRU SUB TENSIUNE

Metodele de lucru sub tensiune adoptate se clasifică în funcție de poziția operatorului față de elementele aflate sub tensiune și la care urmează să acționeze.

Poziția operatorului este definită în raport cu distanța lui față de instalațiile aflate sub tensiune, existînd din acest punct de vedere următoarele zone:

— zona de lucru, în care se plasează operatorul și de unde poate acționa asupra instalațiilor aflate sub tensiune;

— zona interzisă, în care operatorul nu poate pătrunde.

Delimitarea dintre cele două zone poartă numele de *distanță minimă admisă de apropiere* D, valorile acestei distanțe fiind normate în diferite țări.

Distanța minimă admisă de apropiere D are două componente: $D = t + d$, în care t este distanța de tensiune, iar d este distanța de siguranță.

Pentru R.S. România valorile normate ale distanței și ale componentelor sale [14, 15] sînt redate în tabelul 7.2. Distanța de tensiune t, în cazul instalațiilor de medie tensiune, este egală cu: $t = 0{,}5U$, în care: t este distanța de tensiune, în cm, iar U este tensiunea de serviciu a instalației, în kV.

Pentru Franța valorile normate ale distanțelor D, t și d sînt redate în tabelul 7.3.

În Spania, pentru lucrări sub tensiune la 25 kV, distanța minimă de apropiere este de 1,1 m [16], iar în Anglia pentru lucrări sub tensiune în instalații de 11—33 kV această distanță este de 1,0668 m.

S-au stabilit trei metode de lucru: în contact, la distanță și la potențial.

Metoda de lucru în contact presupune pătrunderea operatorului în zona interzisă, utilizînd mijloace de protecție și dispozitive de lucru adecvate și luînd măsurile necesare de precauție (izolarea părților aflate sub tensiune, izolarea de părțile legate la pămînt, folosirea unor ecrane de protecție etc.), astfel încît să se poată executa lucrări în contact direct cu instalațiile aflate sub tensiune.

Tabelul 7.2

Distanțele minime admise de apropiere D în raport cu tensiunea de serviciu U a instalațiilor aflate sub tensiune, normată, R.S.R.

Tensiunea de serviciu, kV	Distanța minimă admisă de apropiere D, m	Distanța de tensiune l, m	Distanța de siguranță d, m
1	0,3	—	0,3
20	0,6	0,1	0,5
110	1,1	0,6	0,5

Tabelul 7.3

Distanțe minime de apropiere în raport cu tensiunea de serviciu a instalațiilor aflate sub tensiune, normată, Franța

Tensiunea de serviciu, kV	Distanța minimă admisă de apropiere D, m	Distanța de tensiune l, m	Distanța de siguranță d, m
63	0,8	0,3	0,5
90	1	0,5	0,5
150	1,3	0,8	0,5

Această metodă este specifică rețelelor electrice de distribuție de joasă tensiune, unde se utilizează cu precădere.

Metoda de lucru la distanță presupune poziționarea operatorului în afara zonei interzise, deci respectarea distanței minime de apropiere admise D și efectuarea lucrărilor necesare de la distanță, cu ajutorul unor scule și dispozitive de lucru electroizolante (prăjini, corzi etc.). Metoda este specifică rețelelor electrice de distribuție de medie tensiune, iar în unele cazuri și în rețele de joasă tensiune.

Metoda de lucru la potențial presupune pătrunderea operatorului în zona interzisă și punerea lui la același potențial cu instalația asupra căreia va acționa. Această metodă este specifică rețelelor electrice de 110 kV și mai mult.

Metoda de lucru la potențial se poate aplica numai în cazul rețelelor electrice, care prin construcție permit ca în toată perioada de trecere a operatorului de la stîlpul metalic și pînă la punerea lui la același potențial cu cel al instalației, să se respecte permanent anumite distanțe intermediare.

În fig. 7.33 sînt indicate pozițiile pe care operatorul le are din momentul în care este pregătit pentru a părăsi stîlpul metalic legat la pămînt *1* și pînă în momentul în care ajunge la potențialul conductorului aflat sub tensiune *2*.

Operația se execută cu ajutorul unei scări electroizolante *3* fixată în prealabil la capătul superior de consola stîlpului și a cărui capăt inferior este adus în poziția de plecare de la stîlp și manevrată în continuare cu ajutorul unor corzi electroizolante [17].

În poziția de plecare (fig. 7.33, *a*) trebuie ca prin proiectarea și construcția stîlpului metalic să fie creată condiția ca operatorul să respecte distanța *A* față de conductor astfel încît aceasta să fie mai mare sau cel puțin egală cu distanța minimă de apropiere admisă *D*.

În poziția de depărtare a operatorului de la stîlpul metalic legat la pămînt (fig. 7.33, *b*) trebuie să fie îndeplinită condiția ca în tot timpul deplasării în care distanța *B* dintre operator și stîlpul metalic legat la

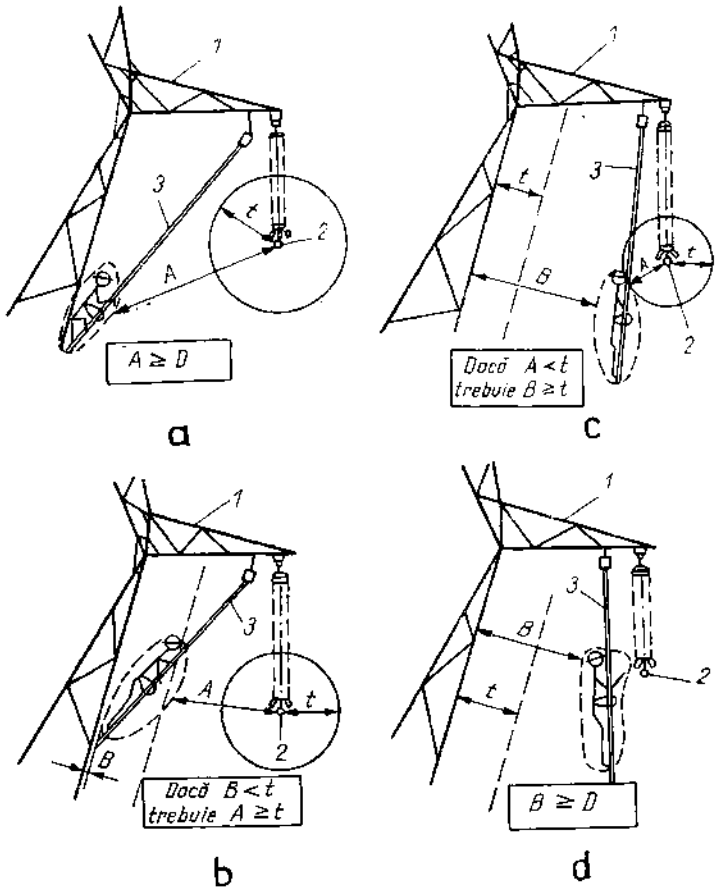


Fig. 7.33. Trecerea unui operator de la potențialul stîlpului, la potențialul conductorului de fază.

pămînt este mai mică decît distanța de tensiune *t*, distanța *A* a operatorului față de conductor trebuie să fie mai mare sau cel puțin egală cu distanța de tensiune *t*.

În poziția de apropiere a operatorului față de conductorul aflat sub tensiune (fig. 7.33, *c*) trebuie să fie îndeplinită condiția ca în tot timpul

deplasării, în care distanța A a operatorului față de conductorul aflat sub tensiune este mai mică decît distanța de tensiune t, distanța B între operator și stîlpul metalic legat la pămînt trebuie să fie mai mare sau cel puțin egală cu distanța de tensiune t.

În poziția de ajungerere la potențial (fig. 7.33, *d*) trebuie ca distanța B între operator și stîlpul legat la pămînt să fie mai mare sau cel puțin egală cu distanța minimă admisă de apropiere D.

Ajuns în această ultimă poziție, operatorul se leagă la potențialul instalației și începe executarea lucrării propriu-zise. În timpul lucrului operatorului nu trebuie să depășească zona de evoluție admisă. Această zonă în care poate să lucreze operatorul are forma imaginară a unui cilindru avînd baza cu un diametru de 100 cm și înălțimea de 200 cm atunci cînd se lucrează de pe scară sau 150 cm atunci cînd lucrează din dispozitivul scaun-electroizolant.

7.4.3. PRINCIPALELE LUCRĂRI CARE SE POT EXECUTA SUB TENSIUNE

În rețele electrice de joasă tensiune se poate executa practic toată gama de lucrări specifice acestui nivel de tensiune.

La liniile electrice aeriene de joasă tensiune se pot executa sub tensiune : înlocuiri de stîlpi, înlocuiri de izolatoare, înlocuiri de conductoare neizolate cu conductoare torsadate, racordări de derivații, racordări de branșamente noi, înlocuiri de siguranțe, înlocuiri ale becurilor din iluminatul public și corpurilor de iluminat aferente, montarea și demontarea contoarelor, măsurători de sarcină și tensiune etc.

La liniile electrice în cablu subteran de joasă tensiune se pot executa sub tensiune : mutarea cablurilor, executarea manșoanelor de derivație, racordarea branșamentelor subterane, racordarea cablurilor în firide, înlocuirea firidelor și a cutiilor de distribuție, înlocuiri de siguranțe, montarea și demontarea contoarelor, măsurători de sarcină și de tensiune etc.

În rețelele electrice de medie tensiune, de asemenea, se poate executa toată gama de lucrări specifice acestui nivel de tensiune, cu excepția întinderii conductoarelor liniilor electrice aeriene și a operațiilor specifice cablurilor subterane (manșoane de legătură și cutii terminale).

La liniile electrice aeriene de medie tensiune se pot executa sub tensiune : înlocuiri de stîlpi, curățirea sau înlocuirea izolatoarelor, racordări de noi derivații, racordarea unor posturi de transformare, întreținerea și repararea separatoarelor aeriene, întreținerea și repararea cadrelor cu siguranțe, verificarea și reglarea descărcătoarelor cu coarne, înlocuirea descărcătoarelor cu rezistență variabilă, lucrări de întreținere ale posturilor de transformare aeriene, îndepărtarea corpurilor străine de pe conductoare, matisarea conductoarelor în deschidere sau la stîlp, tunderea coroanelor sau tăierea copacilor din zona de siguranță a liniilor etc.

La posturile de transformare sau în casele de conexiune de medie tensiune se pot executa sub tensiune : curățirea aparatajului și a izolatoarelor suport, îndepărtarea corpurilor străine, prelevarea probelor de

ulei și completarea uleiului în transformatoare, înlocuirea descărcătoarelor cu rezistență variabilă etc.

De asemenea în instalațiile de joasă tensiune aferente posturilor de transformare și caselor de conexiune de medie tensiune se pot executa practic toate lucrările specifice acestui nivel de tensiune.

În rețele electrice de distribuție de 110 kV se execută lucrări sub tensiune în principal la linii electrice aeriene și în parte și în stațiile de transformare.

La liniile electrice aeriene de 110 kV se pot executa sub tensiune: vopsirea stîlpilor, curățirea izolatoarelor, înlocuirea lanțurilor de izolatoare la stîlpii de susținere, de colț și de întindere, controlul stării clemelor și armăturilor, reglarea sau înlocuirea amortizoarelor de vibrații, controlul și reglarea distanțierelor în cazul conductoarelor jumelate, matisarea conductoarelor în deschidere sau la stîlp etc.

7.4.4. MĂSURI TEHNICE ȘI ORGANIZATORICE CARE SE IAU LA EXECUȚIA SUB TENSIUNE A LUCRĂRILOR

Principalele măsuri tehnice și organizatorice care se iau la execuția sub tensiune a lucrărilor se referă la: pregătirea și formarea personalului și în crearea condițiilor tehnice și organizatorice necesare aplicării lucrului sub tensiune.

O dată ce a fost definitivată o tehnologie de lucru sub tensiune și s-au stabilit fișele tehnologice de execuție, succesiunea operațiilor sculele și dispozitivele de lucru necesare, faza imediat următoare este aceea a pregătirii și formării personalului.

Pregătirea și formarea personalului se efectuează în centre de instruire și de antrenament dotate cu toate cele necesare pentru verificarea și testarea psihică și medicală a aptitudinilor personalului și în poligoane de antrenament în care se va efectua formarea acestuia [18].

Pentru rețelele electrice de joasă tensiune, E.d.F. a organizat în Franța cursuri de instruire și formare a personalului cu o durată de 3 săptămîni pentru electricieni, 2 săptămîni pentru maiștri și o săptămînă pentru șefii de centre. Cursurile sînt organizate separat pentru linii electrice aeriene și pentru instalații interioare și separat pentru linii electrice în cablu subteran. Ele cuprind circa 80% din timpul afectat, antrenamentului în poligoane.

Pentru rețelele electrice de medie tensiune tot E.d.F. a organizat cursuri de instruire și formare a personalului, în mai multe etape:

— prima etapă, de 2 zile, de informare pentru ingineri;

— a doua etapă, de 2 săptămîni de inițiere pentru ingineri și maiștri;

— a treia etapă, de 11 săptămîni de instruire pentru ingineri, maiștri și electricieni;

Și în acest caz programul de inițiere și instruire cuprinde 70—80% antrenamente în poligoane.

Condițiile tehnice și organizatorice, necesare aplicării lucrului sub tensiune, cuprind totalitatea măsurilor de luat pentru executarea lucrărilor în perfectă securitate.

Se redau în continuare cu caracter exemplificativ, cîteva condiții principale.

Sculele și dispozitivele de lucru trebuie să corespundă sub aspect electroizolant, normelor internaționale propuse în acest domeniu [19] sau normelor stabilite de fiecare țară în parte.

Modul de păstrare și întreținere a sculelor și dispozitivelor de lucru trebuie să asigure o securitate perfectă a utilizării lor. Ele vor fi încercate profilactic periodic, iar după fiecare utilizare vor fi curățate și depozitate în cutii speciale, la loc uscat.

Programarea unei lucrări sub tensiune necesită întocmirea unor formalități speciale (autorizații de lucru, anunțări și confirmări ale dispecerilor etc).

Înainte de începerea lucrărilor se scot din funcțiune instalațiile de automatizare ale elementului la care se va lucra (reanclanșarea automată rapidă, anclanșarea automată a rezervei etc) iar temporizarea protecțiilor va fi redusă la minimum.

Execuția lucrărilor se efectuează numai dacă sînt condiții atmosferice favorabile. Astfel, în R.D.G. normele în vigoare [20] prevăd ca în instalații cu U_n de 1—33 kV să nu se permită executarea sub tensiune a lucrărilor dacă:

— este ceață, ploaie, zăpadă, chiciură, furtună sau poluare a instalațiilor;

— umiditatea relativă a aerului este mai mare de 75% la temperaturi mai mici sau egale cu + 25°C;

— umiditatea relativă a aerului este mai mare de 50% la temperaturi mai mari de + 25°C;

— viteza vîntului depășește 8,5 m/s;

— vizibilitatea este sub 100 m (noaptea nu se admit lucrări).

Tot în R.D.G. normele în vigoare [21] prevăd ca în instalații cu $U_n \geqslant 110$ kV să nu se permită execuția sub tensiune a lucrărilor dacă:

— este ceață, ploaie, zăpadă, furtună sau poluare a instalațiilor;

— umiditatea relativă a aerului este mai mare de 80%;

— viteza vîntului depășește 9,5 m/s;

— vizibilitatea este sub 100 m (noaptea nu se admit lucrări).

În cazul cînd pe parcursul executării lucrărilor, instalația la care se lucrează a declanșat dintr-un motiv oarecare, aceasta nu se mai repune în funcțiune pînă cînd dispecerul nu a luat legătura cu echipa de lucru și nu s-a convins că defectul provine din altă zonă decît cea din care se lucrează.

7.4.5. TEHNOLOGII, SCULE ȘI DISPOZITIVE DE LUCRU PENTRU EXECUȚIA SUB TENSIUNE A LUCRĂRILOR

Fără a exista o delimitare rigidă, în principiu, cele mai utilizate metode de lucru sînt: în contact pentru instalațiile de 1 kV, la distanță, pentru instalațiile de 20 kV și la potențial pentru instalațiile de 110 kV.

Tehnologiile, sculele și dispozitivele de lucru sînt proiectate și realizate corespunzător metodelor de lucru aplicate.

În rețelele de 1 kV operatorul intră în contact direct cu instalația aflată sub tensiune. Protejarea lui se realizează prin utilizarea cizmelor și mănușilor electroizolante, precum și prin sculele și dispozitivele de lucru care au de asemenea cel puțin mînerele izolante.

În liniile electrice aeriene de 110 kV operatorul este izolat electric prin scara sau de scaunul electroizolant de pe care lucrează și care devin astfel elemente esențiale ale protejării lui.

În instalațiile de 20 kV este aplicată una din următoarele tehnologii :

— fie se îndepărtează conductoarele aflate sub tensiune și astfel operatorul își face loc să intre în zona de lucru ;

— fie se operează asupra instalației direct de la distanță.

Tehnologia cea mai frecvent utilizată în liniile electrice aeriene de 20 kV este aceea de îndepărtare a conductoarelor [22]. Aceasta se aplică la :

— stîlpii de susținere, prin îndepărtarea laterală sau în sus a conductoarelor ;

— stîlpii de întindere, prin descărcarea de tracțiune a izolatoarelor de întindere și preluarea tracțiunii prin dispozitive de lucru speciale.

În cazul îndepărtării conductoarelor la un stîlp de susținere, înainte de a începe operația propriu-zisă, trebuie stabilite noile condiții mecanice în care vor fi puse să lucreze conductoarele, calculate la noile tracțiuni care apar și apoi verificate în consecință că, prin crearea noilor condiții, nu se depășesc limitele de tracțiune admise. În acest scop fișele tehnologice cuprind o serie de abace, care ușurează calculul.

Abacele sînt întocmite pentru toate secțiunile de conductoare, pentru toate materialele din care pot fi confecționate conductoarele, precum și pentru limitele extreme ale deschiderilor între stîlpi.

Tehnologia de îndepărtare a conductoarelor de la stîlpii de susținere constă în următoarele operații :

— calculul prealabil al eforturilor mecanice ;

— fixarea conductorului cu ajutorul a două ștangi electroizolante (una de îndepărtare și alta de împingere pentru îndepărtare) ;

— desprinderea conductorului de la izolator ;

— îndepărtarea conductorului cu ajutorul celor două ștangi electroizolante ;

— fixarea conductorului astfel îndepărtat prin triangulația formată de cele două ștangi și de corpul stîlpului.

Un exemplu schematic de execuție a îndepărtării unui conductor la un stîlp de susținere cu coronament deformabil, este redat în fig. 7.34. Stanga de îndepărtare *4* este fixată la stîlp cu ajutorul unui dispozitiv *A* care permite rotirea ștangii în acest punct, pe tot timpul în depărtării conductorului. Stanga de împingere pentru îndepărtare *5* este prinsă la stîlp cu ajutorul unui dispozitiv *B* care permite atît rotirea ștangii în acest punct cît și alunecarea ștangii pe timpul operației de împingere.

Stăngile electroizolante utilizate trebuie să reziste la eforturi mecanice fără a se deforma și să asigure totodată izolația electrică necesară. Acest lucru este valabil atît pentru stăngile de îndepărtare și împingere pentru îndepărtare, cît și pentru cele utilizate la dispozitivele de lucru la distanță.

În cazul cînd se acționează de la distanță asupra unui element aflat sub tensiune dispozitivul special de lucru cuprinde trei elemente :

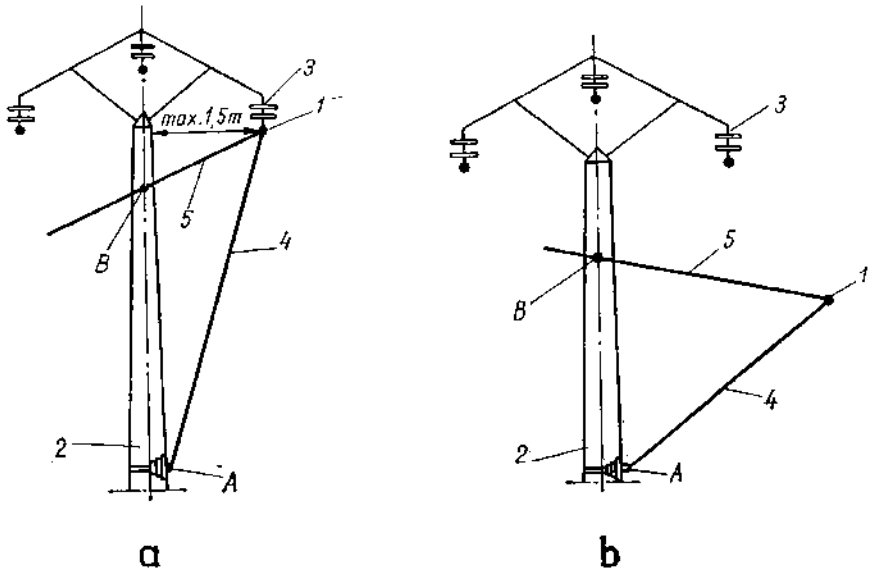


Fig. 7.34. Tehnologia de îndepărtare a unui conductor aflat sub tensiune, la o linie electrică aeriană de 20 kV.

— o stangă electroizolantă de lucru, prevăzută la unul din capete cu o piesă mecanică prin care se poate face legătura cu un adaptor universal ;

— un adaptor universal care permite fixarea la stanga de lucru a dispozitivului propriu zis ;

— un dispozitiv de lucru propriu-zis.

În fig. 7.35, *a* și 7.35, *b* se arată modul de intercalare al adaptorului universal între stanga de lucru și dispozitivul de lucru. Funcție de necesități, dispozitivul de lucru poate fi prins la stangă prin intermediul adaptorului universal, fie în prelungirea stăngii, fie perpendicular, fie oblic. Operația se execută înainte de începerea lucrului sub tensiune.

Se redau în continuare cîteva exemple de dispozitive de lucru.

Dispozitivul cleste pentru prinderea capelor izolatoarelor (fig. 7.36) se utilizează fie pentru rigidizarea unui izolator din lanț, fie pentru extragerea lui. Prin rotirea șurubului *2*, piesa conică face ca aripile *3* ale dispozitivului să se strîngă în jurul capei izolatorului *5*. Pentru o mai bună aderență la capă, este interpusă și o pernă aderentă *6*.

Dispozitivul port-cheie (fig. 7.37) se utilizează pentru acționarea unui șurub aflat sub tensiune. Cheia mecanică avînd numai unul din capete active se introduce cu coada ei în locașul *1* unde se rigidizează prin strîngerea fluturelui *2*. Capul de prindere *3* se fixează de asemenea în prealabil prin intermediul adaptorului universal, la ștanga de lucru. Arcul *4* are menirea de a permite un mic joc al poziției cheii mecanice față de ștangă.

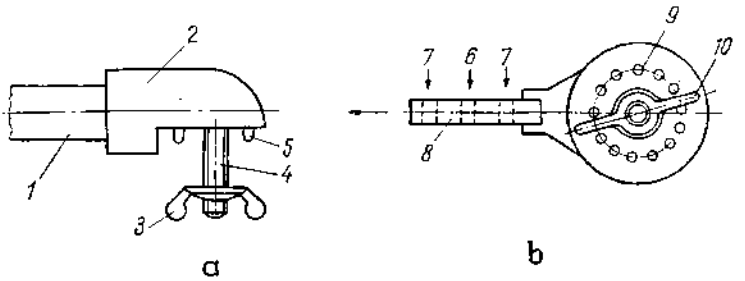


Fig. 7.35. Prinderea adaptorului universal la ștanga electroizolantă:
a — piesă metalică fixată rigid la capul ștangii; *b* — adaptorul universal.

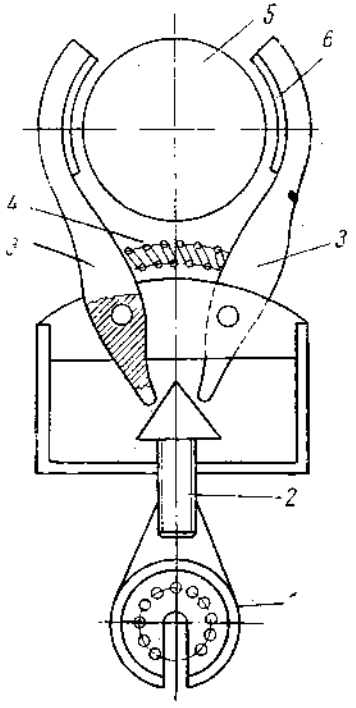


Fig. 7.36. Dispozitiv cleşte pentru prinderea capelor izolatoarelor.

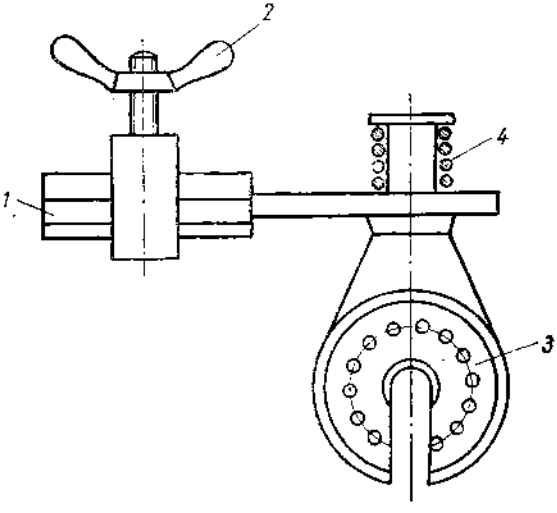


Fig. 7.37. Dispozitiv port-cheie.

Dispozitivul port-bulon (fig. 7.38) se utilizează pentru extragerea sau introducerea unui bulon dintr-o instalație aflată sub tensiune. În cazul operației de introducere a bulonului în instalație, bulonul *1* se fixează prin lamela elastică *2*, al cărui grad de apăsare se reglează cu șurubul cu fluture *3*. Piesa de fixare *4* se rigidizează la adaptorul universal.

Conectorul dublu (fig. 7.39) se utilizează pentru executarea unor racordări provizorii, fie a unei derivații din linia principală fie pentru

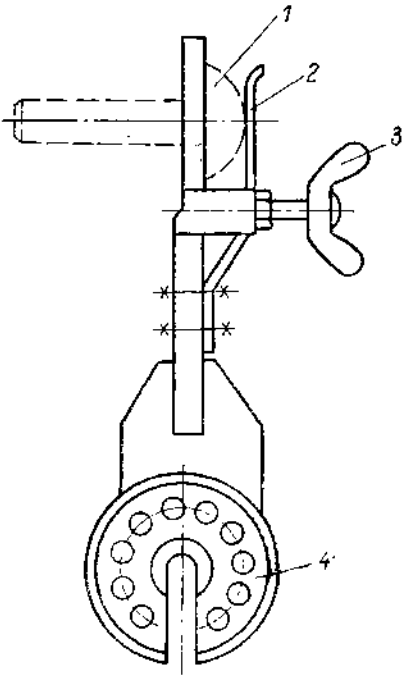


Fig. 7.38. Dispozitiv port-bulon.

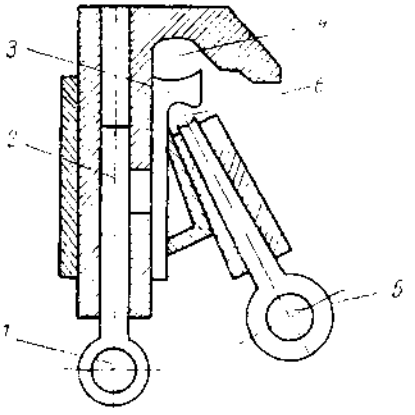


Fig. 7.39. Conector dublu.

scurtcircuitarea unui element de instalație care urmează a fi înlocuit. Prin rotirea urechii de strîngere *1*, șurubul *2* execută o mișcare de înaintare antrenînd și piesa *3*. Prin aceasta conectorul se racordează la primul conductor în locașul *4*. Prin rotirea celei de a doua ureche de strîngere *5*, conectorul poate fi racordat la cel de al doilea conductor în locașul *6*. Dispozitivul este astfel conceput încît există posibilitatea ca ambele operații să se execute sub tensiune.

De o aceeași manieră există diverse dispozitive de lucru, menite să execute practic toate operațiile necesare pentru lucru sub tensiune în instalațiile de 20 kV.

BIBLIOGRAFIE

1. STOICA, GH., BACIU, A. ș.a. *Conducerea operativă prin dispecer a sistemului energetic din Marea Britanie* (raport vol. IV), M.E.E., 1972.
2. POPA, T. și BACIU, A. *Avarii în instalațiile energetice.* Ed. tehnică, 1978.
3. *Structura, funcțiile și liniile directoare în dotarea tehnică a conducerii operative a instalațiilor energetice.* I.S.P.E., sept. 1978.
4. MOLENDYK, J. *Philosophie relative à la crèation d'un nouveau centre regional de conduite.* (Olanda) — C.I.G.R.E., 1978.
5. KOWALL, J. *La conduite et le contrôle du système E.d.F. de production, transport et distribution d'énergie electrique — évolution du mod de conduite des installations de transport dans la période 1970—1980.* R.G.E. nr. 7/8, iulie-august 1974.
6. E.d.F. *La conduite des reseaux moyenne tension du centre de Versailles — le bureau central de conduite,* ianuarie 1974.
7. HARRHY, E. E. *The Aplication of a Computer Bazed Control Data Acquisition System to an Electrieal Distribution Network.* U.N.I.P.E.D.E. Processing Conference Madrid, oct. 22—24, 1974.
8. VAISMAN, L., SASU, I și LUZI, F. *Echipamente de telemecanică fabricate de I.R.M.E.* Generalizarea experienței de exploatare M,.E.E., IRME 1973.
9. M.E.E., C.I.R.E., S.C.P. *Examinarea amenajărilor specifice în stațiile de 110 kV/MT care vor fi exploatate prin telemecanică,* 1977.
10. *Système mixte de teleinformation TLC 11 (100/256 adress)* — Telesurveillance — Telècommande, NG 90 PJ 70036.
11. MUȘATESCU G. *Reglarea automată a tensiunii pe barele de medie tensiune ale stațiilor de transformare 110 /MT,* M.E.E., C.P.L., 1977.
12. DRĂGHICESCU, C. *Studiu privind introducerea lucrului sub tensiune în rețelele electrice de medie tensiune din R.S.R.* ICEMENERG, 1976.
13. BANDIER, S. *Lucrări sub tensiune la E.d.F.* Revue Française de l'Energie, nr. 213, iulie-august 1969.
14. *Regulament pentru executarea lucrărilor în instalațiile de 6—20 kV sub tensiune.* ICEMENERG, 1977.
15. *Instrucțiune generală pentru executarea lucrărilor în instalațiile electrice de 110—400 kV sub tensiune.* ICEMENERG, 1977.
16. COBRA S. A. *Normas de regimen interior. Trabajos en tension con pertigas aislantes en lineas hasta 25 kV,* 1969.
17. PARNY, R. de, și OBÈ, J.P. *Lucrări executate sub tensiune la înaltă și foarte înaltă tensiune.* Revue Generale d'Eléctricité, nr. 2. februarie 1977.
18. DRĂGHICESCU, C. *Aspecte privind lucrul sub tensiune în rețelele electrice.* Raport la simpozionul I.R.E. Suceava, mai 1978.
19. International Electrotechnical Commission — Subcomittee No. 78. *Tools and Equipment to be used in Live — Line Work — Traft Insulating foam Filled Tube and Solid Rod for Live — Line Work* aprilie 1976.
20. TLG 200—0619/16. *Betreiben elektrotehnischen Anlagen Arbeiten an unten Spannung Teilen über 1 kV bis 30 kV Nennspannung — Allgemeine Bestimungen.* apri.. 1976.
21. TGL 200—0619/21. *Betreiben elektrotehnischen Anlagen Arbeiten an unter Spannung Teilen ab 110 kV — Allgemeine Bestimungen.* aprilie 1976.
22. E.d.F. *Travaux sous tension.* vol. 2, 1975.

Lei 36

EDITURA TEHNICĂ